

Вінницький національний технічний університет

(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет електроенергетики та електромеханіки

(повне найменування інституту, назва факультету (відділення))

Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного

(повна назва кафедри (предметної, циклової комісії))

менеджменту

Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:

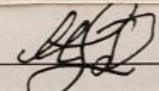
РОЗРОБКА СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

ЕНЕРГЕТИЧНОГО ГОСПОДАРСТВА

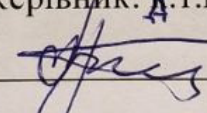
ДНІСТРОВСЬКОЇ ГІДРОАКУМУЛЮВАЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ

Виконав: студент 2 курсу, групи Е-23 мсз
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

Освітня програма: Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка ».

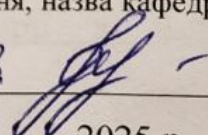
Мартиненко Д.В. 

Керівник: д.т.н., проф. каф. ЕСЕЕМ

 Бурбело М.Й.

« » 2025 р.

Рецензент к.т.н., доцент каф. ЕСС
(наук.ступінь, вч.звання, назва кафедри)

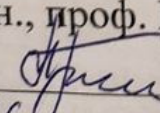
Скорська О.В. 

« » 2025 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСЕЕМ

д.т.н., проф. Бурбело М.Й.


« 16 » 06 2025 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСЕМ
проф. Бурбело М.Й.

20 03 2025 р

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
Мартиненко Данило Володимирович

1. Тема роботи Розробка системи електропостачання енергетичного господарства Дністровської Гідроакумулювальної електричної станції
керівник роботи Бурбело Михайло Йосипович, д.т.н., професор,
затверджені наказом по ВНТУ від «20» 03 2025 року, № 97.
2. Строк подання студентом дипломної роботи «10» 06 2025 року
3. Вихідні дані до роботи: Генплан енергетичного господарства; план одного із цехів з технологічними плануваннями, відомості про особливості технологічних процесів; відомості про електричні навантаження енергетичного господарства та цеху; відомості про джерела живлення; відомості про перспективу розвитку енергетичного господарства.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки.
 1. Загальні відомості про енергетичне господарство
 - 1.1 Відомості про технологічні процеси
 - 1.2 Відомості про електричні навантаження. Оцінка категорії з надійності електропостачання
 2. Аналіз системи електропостачання енергетичного господарства
 - 2.1 Розрахунок електричних навантажень
 - 2.1.1 Визначення освітлювальних, середніх та розрахункових навантажень
 - 2.1.2 Вибір оптимальної напруги живлення
 - 2.2 Вибір та розміщення трансформаторних підстанцій
 - 2.3 Вибір та розрахунок схеми електропостачання енергетичного господарства
 - 2.3.1 Розрахунок зовнішнього електропостачання
 - 2.3.2 Вибір комутаційного та захисного обладнання 10 кВ
 - 2.3.3 Розрахунок струмів КЗ загальнозаводської мережі
 - 2.4 Розрахунок схеми електропостачання цеху
 - 2.4.1 Вибір та розрахунок системи електропостачання цеху
 - 2.4.2 Вибір комутаційних та захисних апаратів цехової електромережі
 - 2.4.3 Розрахунок струмів КЗ у мережах напругою до 1000 В

3. Підвищення надійності системи електропостачання

3.1 Аналіз використання систем АВР

3.2 Підвищення надійності живлення споживачів критичної групи

4. Охорона праці

Висновки

5. Перелік графічного матеріалу.

1. Генплан підприємства із картограмою навантажень і розподільною мережею

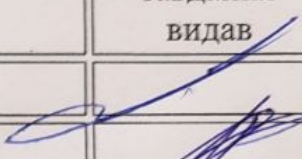
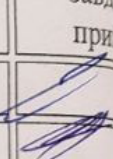
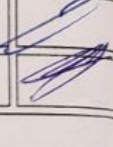
2. Однолінійна схема електропостачання підприємства

3. План цеху і силової мережі

4. Розрахунково-монтажна таблиця

5. Креслення із спецпитання

6. Консультанти розділів **кваліфікаційної роботи**

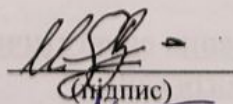
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці	Кобилянський О.В., к.п.н., професор		
Нормоконтр	Войтюк Ю.П., к.т.н., ст.викладач		

7. Дата видачі завдання «__»__2025 року

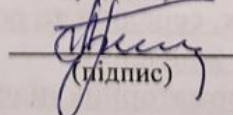
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Прізвище
1	Загальні відомості про енергетичне господарство.	10.05.2025	
2	Аналіз системи електропостачання енергетичного господарства.	15.05.2025	
3	Розрахунок схеми електропостачання цеху	20.05.2025	
4	Охорона праці	31.05.2025	
5	Графічна частина роботи	05.06.2025	
6	Написання розрахунково-пояснювальної записки	10.06.2025	

Студент


(підпис)

Керівник дипломної роботи


(підпис)

Мартиненко Д.В.
(прізвище та ініціали)

Бурбело М.Й.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Мартиненко Данило Володимирович. Розробка системи електропостачання енергетичного господарства Дністровської Гідроакумулювальної електричної станції. Бакалаврська дипломна робота. Спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. – Кафедра ЕСЕЕМ – Вінниця: ВНТУ, ФЕЕЕМ, 2025 – 85с.

У роботі розроблено систему електропостачання енергетичного господарства Дністровської ГАЕС з урахуванням вимог до живлення споживачів І категорії надійності. Проведено аналіз структури та навантаження енергетичного господарства, обґрунтовано вибір напруги для живлення системи, виконано розрахунки електричних навантажень, вибрано параметри трансформаторної підстанції, живильних ліній та підібрано захисну апаратуру. Проведено перевірку вибраного обладнання до струмів короткого замикання.

У науково-дослідній частині виконано аналіз принципів роботи систем АВР та розроблено систему автоматичного введення резерву для шин 0,4 кВ з автоматичним контролем напруги. Проведено технічний аналіз вибраного обладнання для реалізації системи АВР та розраховано вартість її впровадження. Запропоноване рішення дозволяє забезпечити надійне електропостачання насосної пожежогасіння та підвищити рівень техногенної безпеки об'єкта.

Розглянуто питання охорони праці та безпеки під час експлуатації енергетичного обладнання.

Ключові слова: система електропостачання, насосна пожежогасіння, трансформаторна підстанція, АВР, надійність, резервування.

ABSTRACT

Martynenko Danylo Volodymyrovych. Development of the Power Supply System for the Energy Facilities of the Dniester Pumped Storage Power Plant. Bachelor thesis. Specialties 141 – Power engineering, electrical engineering and electromechanics. – ESEEM Department – Vinnytsia: VNTU, FEEEM, 2025 – 85p.

The thesis presents the development of a power supply system for the energy facilities of the Dniester PSP with consideration of the requirements for the power supply of category I consumers. The structure and load of the energy infrastructure were analyzed; the selection of supply voltage was justified; electrical load calculations were performed. Parameters of the transformer substation, power lines, and protective devices were selected. The selected equipment was tested for short-circuit current withstand capability.

The research section includes an analysis of the operating principles of automatic transfer switch (ATS) systems and the development of an ATS system for 0.4 kV switchgear with automatic voltage monitoring. A technical analysis of the selected ATS equipment was conducted and the implementation cost was calculated. The proposed solution ensures reliable power supply for the fire-extinguishing pumping station and increases the level of the facility's technological safety.

Occupational health and safety issues related to the operation of power equipment are also considered.

Keywords: power supply system, fire-extinguishing pumping station, transformer substation, ATS, reliability, redundancy.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ЕНЕРГЕТИЧНЕ ГОСПОДАРСТВО	7
1.1 Відомості про технологічні процеси.....	7
1.2 Відомості про електричні навантаження. Оцінка категорії з надійності електропостачання.....	10
2 АНАЛІЗ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ГОСПОДАРСТВА	14
2.1 Розрахунок електричних навантажень	14
2.1.1 Визначення освітлювальних, середніх та розрахункових навантажень	14
2.1.2 Вибір оптимальної напруги живлення	17
2.2 Вибір та розміщення трансформаторних підстанцій	18
2.3 Вибір та розрахунок схеми електропостачання енергетичного господарства. 25	
2.3.1 Розрахунок зовнішнього електропостачання.....	25
2.3.3 Розрахунок струмів КЗ загальнозаводської мережі	28
2.3.2 Вибір комутаційного та захисного обладнання 10 кВ	32
2.4 Розрахунок схеми електропостачання цеху	36
2.4.1 Вибір та розрахунок системи електропостачання цеху	36
2.4.2 Вибір комутаційних та захисних апаратів цехової електромережі	38
2.4.3 Розрахунок струмів КЗ в мережах напругою до 1000 В	41
3 ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	46
3.1 Аналіз використання систем АВР	46
3.2 Підвищення надійності живлення споживачів критичної групи	48
4 ОХОРОНА ПРАЦІ	55
4.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта	55
4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	57
4.2.1 Мікроклімат	57
4.2.2 Склад повітря робочої зони	58
4.2.3 Виробниче освітлення	58
4.2.4 Виробничий шум.....	60

4.2.5 Виробнича вібрація.....	61
4.3 Пожежна безпека	62
ВИСНОВКИ	64
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	66
ДОДАТКИ	69
Додаток А (обов'язковий). Вихідні дані	70
Додаток Б (обов'язковий). Графічна частина.....	73
Додаток В (обов'язковий). Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень	79
Додаток Г (обов'язковий). Ілюстративна частина	81

ВСТУП

Актуальність роботи. Надійність електропостачання є одним з головних критеріїв безпечного та ефективного функціонування об'єктів критичної інфраструктури, зокрема гідроакумулювальних електростанцій [1]. З огляду на те, що навіть короточасне знеструмлення обладнання на таких об'єктах може призвести до порушення режиму енергосистеми або виникнення аварійних ситуацій, питання забезпечення резервування живлення і автоматизації комутаційних процесів є надзвичайно актуальним. Особливого значення набуває розробка систем електропостачання для технологічно важливих елементів інфраструктури, таких як системи пожежогасіння, які повинні перебувати у постійній готовності та мати гарантоване живлення за будь-яких умов [2].

Дністровська ГАЕС є унікальним об'єктом в об'єднаній енергосистемі України, що виконує функції регулювання добових графіків навантаження, резервування потужності та покриття пікових навантажень. Надійна робота енергетичного господарства ГАЕС, критично залежить від правильно організованої та захищеної системи електропостачання. У зв'язку з цим, проектування ефективної та автоматизованої СЕП з можливістю резервування та автоматичного введення резерву (АВР) є важливою інженерною задачею.

Мета і задачі дослідження. Метою дипломної роботи є розробка надійної, ефективної та безпечної СЕП енергетичного господарства Дністровської ГАЕС.

Для досягнення цієї мети поставлені такі задачі:

- проаналізувати електроприймачі та енергетичну інфраструктуру ГАЕС;
- виконати розрахунок електричних навантажень основних і допоміжних споживачів;
- обґрунтувати вибір класу напруги та параметри ТП;
- вибрати тип та переріз живильних ліній, а також захисні апарати для них;
- розробити СЕП внутрішньоцехової мережі насосної пожежогасіння;
- спроектувати систему автоматичного введення резерву (АВР) .

Об'єктом дослідження є система електропостачання енергетичного господарства Дністровської ГАЕС.

Предметом дослідження виступає підвищення надійності живлення технологічно важливих споживачів, шляхом впровадження систем автоматизації.

Методи дослідження. У роботі застосовувалися методи розрахунку електричних навантажень за коефіцієнтами попиту, а також методи вибору та перевірки ліній живлення та захисної апаратури.

Наукова новизна. Основним результатом наукової роботи є розроблена систему автоматичного введення резерву для шин 0,4 кВ трансформаторної підстанції, що забезпечує електропостачання споживачів I категорії надійності енергетичного господарства Дністровської ГАЕС. Система реалізує автоматичний контроль стану напруги на двох трансформаторах, у разі виходу з ладу одного із джерел живлення АВР здійснює роз'єднання несправного вводу та замикання секційного вимикача з метою забезпечення резервного живлення на шинах 0,4 кВ від джерела живлення, яке залишилось в роботі. Проведено теоретичний аналіз принципів роботи систем АВР, визначено їх структуру, функції та технічні вимоги. На основі отриманих теоретичних положень обґрунтовано доцільність впровадження АВР для живлення енергетичного господарства ГАЕС. Підібрано обладнання для реалізації системи АВР та розраховано вартість її впровадження.

Практична цінність роботи полягає у створенні проектного рішення для підвищення надійності та технологічної безпеки системи електропостачання Дністровської ГАЕС. Запропонована система АВР забезпечує автоматичне резервування живлення споживачів I категорії та може бути впроваджена на аналогічних об'єктах енергетичної інфраструктури.

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ЕНЕРГЕТИЧНЕ ГОСПОДАРСТВО

1.1 Відомості про технологічні процеси

Дністровська ГАЕС входить до складу Дністровського гідроенергетичного вузла, що виконує функції виробництва електроенергії, сезонного регулювання стоку та підтримання енергетичного балансу [3]. Станція оснащена шістьма гідроагрегатами загальною встановленою потужністю 702 МВт, запущеними в експлуатацію у 1981–1983 роках. Водосховище об'ємом 3,0 млрд м³, створене греблею, забезпечує стабільний гідравлічний режим для генерації електроенергії та підвищує ефективність роботи гідротурбін. Енергетична інфраструктура ГЕС включає трансформаторні підстанції, розподільчі пристрої та системи електропостачання, інтегровані в об'єднану енергосистему України. На рисунку 1.1 представлено центральний вхід до адміністративної частини ГАЕС.



Рисунок 1.1 – Вхід до адміністративної частини ГАЕС

Дністровська гідроелектростанція функціонує як частина гідроенергетичного комплексу, призначеного для перетворення потенційної енергії води у механічну, а далі в електричну [3]. Основу технологічного процесу становить управління витратою води через гідротурбіни, які приводять в дію синхронні генератори. Гідроагрегати працюють у залежності від рівня води у водосховищі та

енергоспоживання в мережі, що дозволяє здійснювати регулювання добового та сезонного графіка навантаження.

Технологічна схема Дністровської ГЕС включає водоприймальні пристрої, напірні тунелі, турбінний зал, трансформаторні блоки та відкритий розподільчий пристрій (ВРП). Потік води з водосховища подається до гідротурбін через напірні комунікації, після чого проходить крізь робочі лопаті, обертаючи ротор генератора.

На рисунку 1.2 представлено принципи роботи Дністровської ГАЕС. Вдень споживання електрики зростає, вода з верхньої водойми подається через турбіни на генератори, і в мережу надходить додаткова електроенергія. Вночі, коли споживання електрики різко падає, а атомні станції продовжують виробляти стабільну кількість електрики, включаються насоси, і вода з нижньої водойми перекачується у верхню.

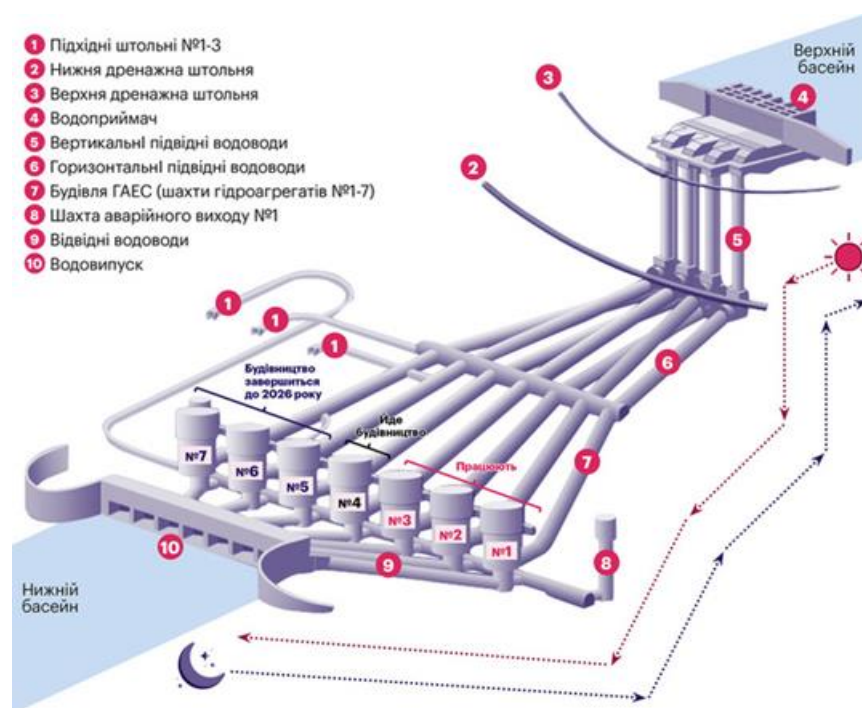


Рисунок 1.2 – Принципи роботи Дністровської ГАЕС

Електрична енергія, що виробляється, підвищується до необхідного рівня за допомогою силових трансформаторів і передається до мережі ОЕС України через ВРП 110 кВ та 330 кВ. Автоматизовані системи керування здійснюють контроль

режимів роботи обладнання, параметрів напруги та частоти, забезпечуючи стабільну генерацію в реальному часі.

Енергетичне господарство Дністровської ГАЕС включає високовольтні розподільчі пристрої, трансформаторні підстанції та допоміжне обладнання, що забезпечують передачу, трансформацію та розподіл електроенергії (рисунок 1.3).



Рисунок 1.3 – Енергетичне господарство Дністровської ГАЕС

Основу комутаційного вузла становлять три ВРУ-330 кВ, через які електроенергія з генераторів передається в мережу. Для зниження напруги передбачено трансформатори типу АТ-1 та АТ-2, що забезпечують зв'язок між рівнями 330/110/10 кВ.

ВРУ-110 кВ використовується для видачі потужності на споживачів середнього класу напруги або зв'язку з іншими енергооб'єктами. ВРУ-10 кВ та низьковольтне електропостачання (НПГ) призначені для живлення власних потреб станції та допоміжного обладнання.

1.2 Відомості про електричні навантаження. Оцінка категорії з надійності електропостачання

З огляду на технологічні особливості та критичність безперебійної роботи, енергетичне господарство Дністровської ГАЕС відноситься переважно до I категорії за надійністю електропостачання згідно з ПУЕ. В першу чергу це пов'язано з тим, що зупинка основних споживачів: насосів системи пожежогашіння, високовольтних комутаційних пристроїв, силових трансформаторів, компресорної станції може призвести до аварійного порушення режиму роботи ГАЕС, збоїв у генерації електроенергії, втрати керованості та загрози для обладнання і персоналу.

Генплан енергетичного господарства наведено на рисунку 1.4, а в таблиці 1.1 подано дані про електричні навантаження об'єктів цехів.

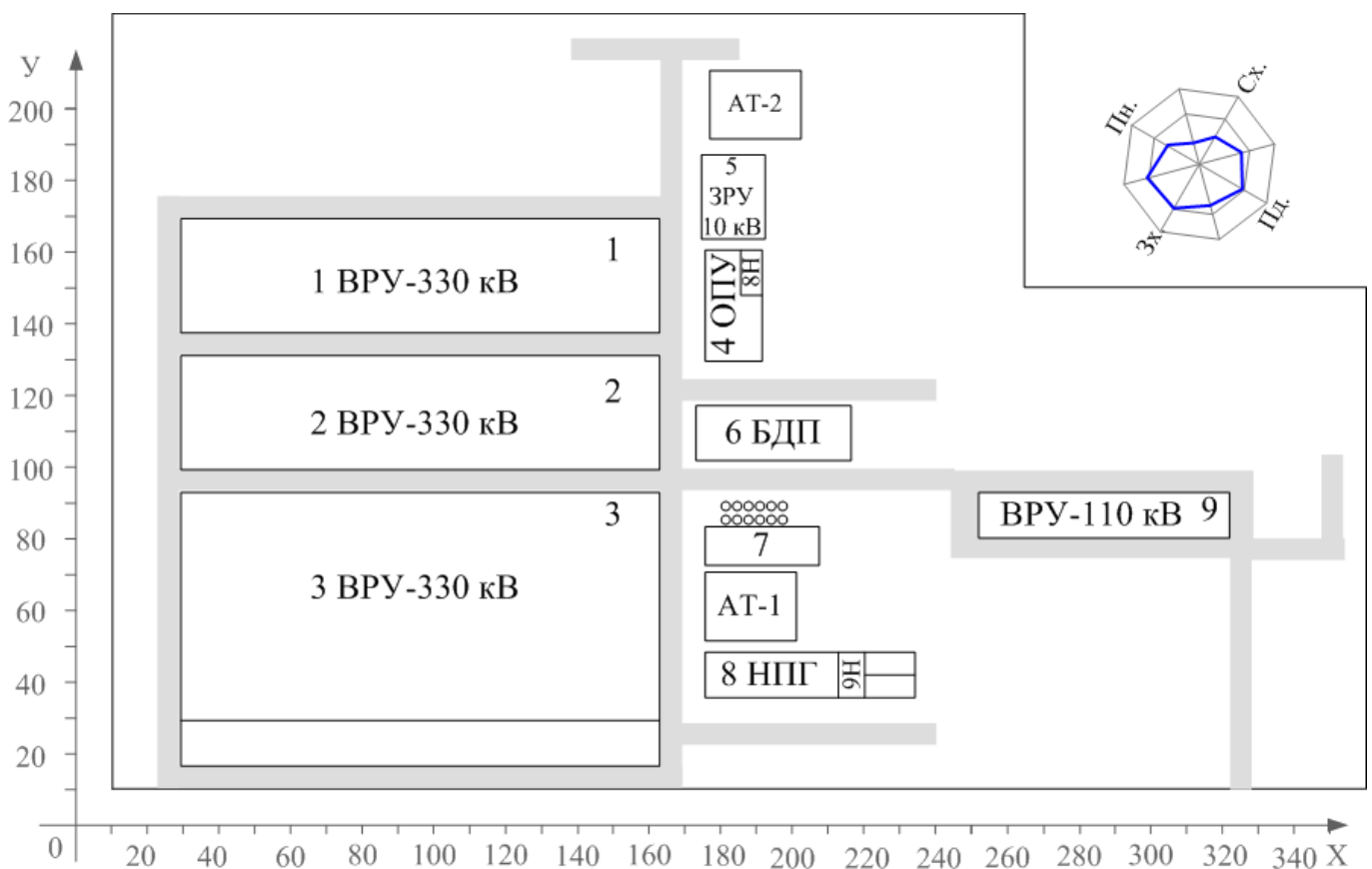


Рисунок 1.4 – Генплан енергетичного господарства Дністровської ГАЕС

Окремі допоміжні системи такі як: чергове освітлення, вентиляція, побутові споживачі доцільно віднести до II або III категорії, проте в цілому система електропостачання повинна забезпечувати максимальну безперебійність, з

урахуванням тризмінного режиму роботи об'єкта, резервування та наявності незалежних джерел живлення. Забезпечення I категорії реалізується через резервування трансформаторів, введення автоматичного перемикачів, а також розосередження навантаження між незалежними живильними лініями.

Таблиця 1.1 – Відомості про електричні навантаження енергетичного господарства

№ п/п	Назва цеху	Р _н , кВт
1.	1 ВРУ-330 кВ	87
2.	2 ВРУ-330 кВ	95
3.	3 ВРУ-330 кВ	98
4.	ОПУ (оперативний пункт управління)	74
5.	ЗРУ-10	65
6.	БДП (будинок допоміжного персоналу)	60
7.	Компресорна ВРУ	104
8.	НПП (насосна пожежогасіння)	103
9.	ВРУ-110 кВ	88
10(1).	Насос пожежогасіння 1	200
11(2).	Насос пожежогасіння 2	200
12(3).	Насос пожежогасіння 3	200

У рамках роботи проведено аналіз системи електропостачання насосної пожежогасіння. Основне навантаження формують три потужні насоси (1–3), кожен з яких має встановлену потужність 200 кВт і забезпечує швидке реагування системи у разі пожежної загрози. Для обслуговування роботи насосів передбачені окремі засувки з електроприводом (10–12), що працюють в режимі автоматичного пуску, і мають критичне значення для запуску гідравлічного контуру.

У цеху також розміщено допоміжне обладнання.

Сумарна потужність електроприймачів насосної перевищує 700 кВт, при цьому більшість обладнання працює у режимі постійної готовності або періодично включається за потребою. Для забезпечення безперервності живлення в спроектованій СЕП потрібно передбачити резервування живильних ліній та автоматичне перемикачів на резервне джерело у разі аварійного відключення основного.

Таблиця 1.2 – Електричні насосної пожежогасіння

№ п/п на плані	Назва електроприймача	$P_{вст.}$	Кількість
1-3	Насос пожежогасіння	200	3
4	Зварювальний пост	8	1
5-6	Дренажний насос	11	2
7-9	Вентилятор	10,5	3
10-12	Засувка насоса пожежогасіння	2	3
13-18	Опалювальний пристрій	6	6

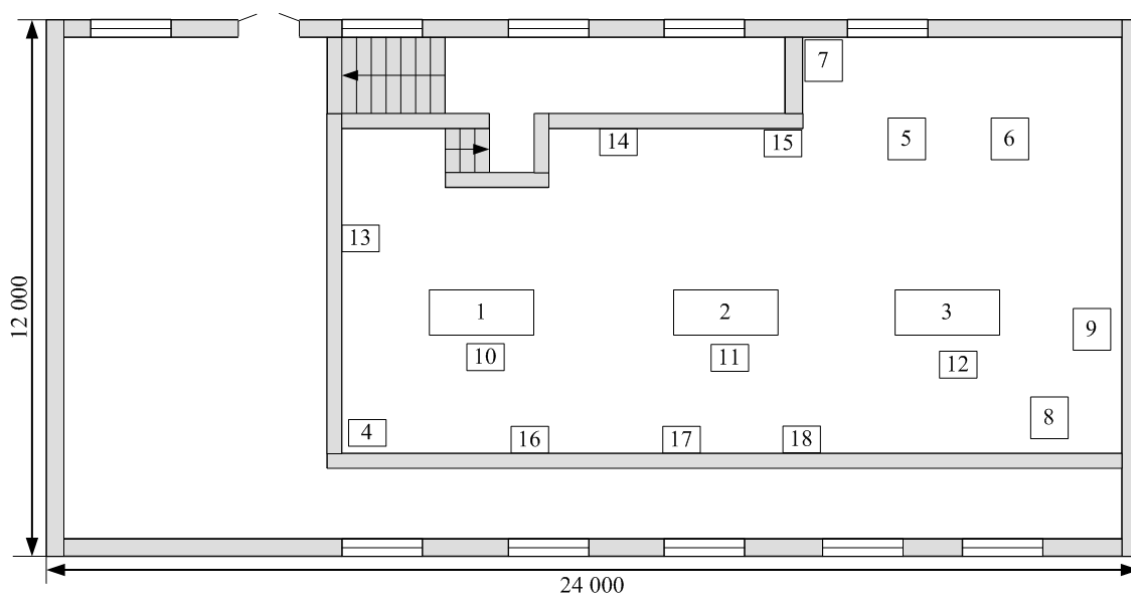


Рисунок 1.5 – План насосної пожежогасіння (№8 на генплані)

Висновки по розділу 1.

У першому розділі дипломної роботи було розглянуто структуру, принцип дії та енергетичні характеристики Дністровської гідроакумулювальної електростанції, яка є одним із ключових об'єктів в об'єднаній енергосистемі України.

1. Встановлено, що енергетичне господарство станції включає високовольтні розподільчі пристрої (ВРУ-330 кВ, ВРУ-110 кВ), силові трансформатори з проміжним рівнем напруги 10 кВ, а також систему живлення власних потреб. Основне електротехнічне обладнання критичне для безпечної та безперебійної роботи станції, тому за вимогами ПУЕ його електропостачання повинно відповідати I категорії надійності, що підтверджено функціональними і аварійними ризиками.

2. Особливу увагу приділено насосній пожежогасіння, для якої в роботі буде спроектовано систему електропостачання. Сумарне навантаження насосній

пожежогасіння становить понад 700 кВт. Більшість обладнання повинно працювати в режимі постійної готовності. Це вимагає застосування незалежного резервного живлення та АВР.

3. Висвітлено ключові умови для забезпечення енергоефективності та надійності, а саме забезпечення резервування трансформаторів, автоматичне перемикання на резервні вводи, використання локальних джерел живлення (ДГУ), а також потенціал до впровадження систем керування режимами навантаження.

Отже, проведений аналіз сформував технічну основу для подальшого проектування системи електропостачання як у межах всього енергетичного господарства Дністровської ГАЕС, так і для окремих технологічно важливих ділянок таких, як насосна пожежогасіння, відповідно до вимог надійності, безпеки та ефективного режиму роботи.

2 АНАЛІЗ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ГОСПОДАРСТВА

Надійність та ефективність роботи Дністровської гідроакумулювальної електростанції напряму залежать від правильно організованої системи внутрішнього електропостачання [1]. Як об'єкт критичної інфраструктури, ГАЕС повинна забезпечувати безперервну роботу гідроагрегатів, систем автоматики, охолодження, протипожежного захисту та власних потреб за будь-яких умов, у тому числі при аварійних ситуаціях на зовнішніх лініях живлення.

З огляду на складну структуру енергетичного господарства, що включає високовольтні розподільчі пристрої, автотрансформатори, системи АВР, власне електропостачання та резервні джерела живлення, до побудови СЕП висуваються підвищені вимоги щодо надійності, селективності та резервування [2]. Особливу увагу слід приділити живленню технологічно критичних об'єктів, таких як насосна пожежогасіння, компресорні установки та оперативно-технологічний персонал, які належать до I категорії за надійністю згідно з ПУЕ.

Проектування або модернізація СЕП Дністровської ГАЕС з урахуванням реальних умов експлуатації, сезонної нерівномірності навантажень і потенційних аварійних сценаріїв є технічно обґрунтованим та критично важливим завданням. Від цього залежить не лише стабільність функціонування самої станції, а й балансування енергосистеми України загалом.

2.1 Розрахунок електричних навантажень

2.1.1 Визначення освітлювальних, середніх та розрахункових навантажень підприємства

Формули для розрахунку навантаження цехів та підприємства [4] в цілому представлені в таблиці 2.1. А результат розрахунку наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.1 – Послідовність формул для розрахунку навантажень

Назва параметра	Формула	Приклад розрахунку для власних потреб ВРУ 330 кВ
Середня активна потужність силового обладнання енергетичного господарства, кВт	$P_C = K_{\Pi} \cdot P_H$	$P_C = 0,5 \cdot 87 = 43,5$
Середня реактивна потужність силового обладнання енергетичного господарства, квар	$Q_C = P_C \cdot \operatorname{tg} \varphi$	$Q_C = 43,5 \cdot 0,88 = 38,36$
Розрахункова активна потужність електричного освітлення, кВт	$P_O = P_{\text{Пит.О}} \cdot K_{\text{ПО}} \cdot K_{\text{ПРА}} \cdot F$	$P_O = 0,004 \cdot 0,9 \cdot 1,35 \cdot 1450 = 7,05$
Розрахункова реактивна потужність електричного освітлення, квар	$Q_O = P_O \cdot \operatorname{tg} \phi_O$	$Q_O = 7,05 \cdot 0,48 = 3,41$
Питома густина освітлювального навантаження	$P_{\text{Пит.О}} = 0,011 \div 0,022$	$P_{\text{Пит.О}} = 0,004$
Коефіцієнт попиту освітлювального навантаження	$K_{\text{ПО}} = \begin{cases} 0,95 - \text{великі виробничі приміщення;} \\ 0,8 - \text{порівняно невеликі виробничі приміщення;} \\ 0,6 - \text{склади, підстанції;} \\ 1,0 - \text{аварійне освітлення.} \end{cases}$	
Коефіцієнт втрат потужності в пускорегулювальній апаратурі	$K_{\text{ПРА}} = \begin{cases} 1,1 - \text{ДРЛ;} \\ 1,2 - \text{люмінесцентні - стартерні;} \\ 1,3 - 1,35 - \text{люмінесцентні - безстартерні.} \end{cases}$	
Розрахункова активна потужність, кВт	$P_P = P_C + P_O$	$P_P = 7,05 + 43,5 = 50,55$
Розрахункова реактивна потужність, квар	$Q_P = Q_C + Q_O$	$Q_P = 3,41 + 38,36 = 41,78$
Повна розрахункова потужність, кВА	$S_{\Sigma} = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2}$	$S_{P\Sigma} = \sqrt{50,5^2 + 41,7^2} = 65,5$
Розрахункова максимальна активна потужність усієї мережі, кВт	$P_{P\Sigma} = K_O \left(\sum_{i=1}^N P_{Pi} + P_{Pi\bar{c}} + P_{P3} \right) + P_{O\Sigma} = 572,8$	
Розрахункова максимальна реактивна потужність усієї мережі, квар	$Q_{P\Sigma} = K_O \left(\sum_{i=1}^N Q_{Pi} + Q_{Pi\bar{c}} + Q_{P3} \right) = 458,4$	
Сумарне навантаження енергетичного господарства, кВА	$S_{P\Sigma} = \sqrt{P_{P\Sigma}^2 + Q_{P\Sigma}^2}$	$S_{P\Sigma} = \sqrt{572,8^2 + 458,4^2} = 733,7$

Таблиця 2.2 – Розрахунок навантажень енергетичного господарства

		Силове навантаження							Освітлювальне навантаження							Всього			
		P _н , кВт	k _в	k _п	cosφ _c	tgφ _c	P _c , кВт	Q _c , кВАр	K _{по}	K _{пра}	P _о	F _м	cosφ _о	tgφ _о	P _{ро} , кВт	Q _{ро} , кВАр	P _р , кВт	Q _р , кВАр	S _р , кВА
1	1 ВРУ-330 кВ	87	0,45	0,5	0,75	0,88	43,50	38,36	0,9	1,35	0,004	1450	0,9	0,48	7,05	3,41	50,55	41,78	65,58
2	2 ВРУ-330 кВ	95	0,50	0,55	0,78	0,80	52,25	41,92	0,9	1,2	0,004	1250	1	0,00	5,40	0,00	57,65	41,92	71,28
3	3 ВРУ-330 кВ	98	0,23	0,25	0,78	0,80	24,50	19,66	0,85	1,1	0,004	1100	0,9	0,48	4,11	1,99	28,61	21,65	35,88
4	ОПУ (оперативний пункт управління)	74	0,45	0,4	0,78	0,80	29,60	23,75	0,9	1,35	0,012	400	0,9	0,48	5,83	2,82	35,43	26,57	44,29
5	ЗРУ-10	65	0,45	0,5	0,75	0,88	32,50	28,66	0,9	1,2	0,012	300	1	0,00	3,89	0,00	36,39	28,66	46,32
6	БДП (будинок допоміжного персоналу)	60	0,59	0,65	0,65	1,17	39,00	45,60	0,85	1,1	0,015	650	0,9	0,48	9,12	4,42	48,12	50,01	69,40
7	Компресорна ВРУ	104	0,80	0,75	0,78	0,80	78,00	62,58	0,9	1,2	0,012	180	1	0,00	2,33	0,00	80,33	62,58	101,83
8	НПП (насосна пожежогасіння)	103	0,41	0,45	0,78	0,80	46,35	37,19	0,85	1,1	0,015	700	0,9	0,48	9,82	4,75	56,17	41,94	70,10
9	ВРУ-110 кВ	88	0,59	0,65	0,78	0,80	57,20	45,89	0,9	1,35	0,004	520	0,9	0,48	2,53	1,22	59,73	47,11	76,07
10 (1	Насос пожежегасіння 1	200	0,30	0,25	0,78	0,80	50,00	40,11	0,9	1,35	0	700	0,9	0,48	0,00	0,00	50,00	40,11	64,10
11(2	Насос пожежегасіння 2	200	0,30	0,25	0,78	0,80	50,00	40,11	0,9	1,35	0	700	0,9	0,48	0,00	0,00	50,00	40,11	64,10
12(3	Насос пожежегасіння 3	200	0,30	0,25	0,78	0,80	50,00	40,11	0,9	1,35	0	700	0,9	0,48	0,00	0,00	50,00	40,11	64,10
	Всього	1374	0,41														572,8	458,4	773,7

2.1.2 Вибір оптимальної напруги живлення

Вибір класу напруги для живлення окремих елементів системи електропостачання є важливим етапом техніко-економічного обґрунтування проектних рішень [5]. Це завдання вирішується на стадії проектування одночасно з визначенням оптимальної конфігурації схеми живлення та порівнянням альтернативних варіантів за критеріями технічної доцільності, вартості, втрат електроенергії та рівня надійності. Підсумком такого аналізу має стати вибір схеми СЕП з раціональним рівнем напруги, що забезпечує мінімальні експлуатаційні витрати при дотриманні вимог до якості електроенергії та безпеки.

З урахуванням відстані від споживача до джерела живлення, передбачуваної потужності навантаження та допустимих втрат напруги в мережі, для визначення доцільного рівня напруги використовується емпіричне співвідношення, яке враховує вплив довжини лінії та струмового навантаження. Це дозволяє попередньо оцінити, при якому класі напруги забезпечуються економічно обґрунтовані втрати та допустимі перерізи провідників, а також параметри захисних апаратів:

$$U_{\text{ек}} = 4,34\sqrt{L + 16 \cdot P_p}, \quad (2.1)$$

Дана формула використовується для виробничих навантажень параметри, яких не лежать наступним обмеженням, а саме відстань до живлячої підстанції не більше $L \leq 250$ км, а розрахункове активне навантаження не більше $P_p \leq 60$ МВт [5].

Оптимальне значення напруги живлення для СЕП, яка проектується:

$$U_{\text{ек}} = 4,34\sqrt{0,03 + 16 \cdot 0,573} = 13,16 \text{ (кВ)}.$$

Згідно результатів розрахунку для подальшого вибору доцільно обрати для порівняння два класи напруги, а саме 10 і 35 кВ. Проте у випадку СЕП енергетичного господарства Дністровської ГАЕС проведення техніко-економічного порівняння між варіантами живлення на 10 кВ та 35 кВ вважається недоцільним,

оскільки вибір напруги 10 кВ обґрунтовано вже на етапі аналізу існуючої інфраструктури.

По-перше, на території Дністровської ГАЕС вже встановлено автотрансформатор АТ 110/35/10 кВ, який забезпечує доступ до напруги 10 кВ без потреби в додаткових перетвореннях або будівництві нових підстанцій. Це виключає необхідність у створенні окремої підсистеми живлення на 35 кВ.

По-друге, у структурі станції вже реалізовано внутрішнє розподілення електроенергії саме на рівні 10 кВ, включаючи секційне ЗРУ-10 кВ, від якого можуть бути легко живлені трансформатори власних потреб 10/0,4 кВ. Таким чином, використання наявної напруги дозволяє уникнути додаткових витрат на комутаційне обладнання, трасування кабельних ліній та забезпечити повну сумісність з існуючими системами релейного захисту й автоматики.

По-третє, застосування напруги 10 кВ дозволяє зберегти високу надійність електропостачання завдяки простому резервуванню з боку вже діючих джерел, що відповідає вимогам I категорії.

Таким чином, враховуючи технічну доцільність, мінімізацію капітальних витрат, наявну інфраструктуру, а також відповідність системи категорії надійності електропостачання, обрано клас напруги 10 кВ як раціональне рішення для живлення енергетичного господарства Дністровської ГАЕС.

2.2 Вибір та розміщення трансформаторних підстанцій

Значення густини питомого навантаження на 1 м² площі цеху [4]:

$$S_{\text{пит}} = \frac{S_{\Sigma}}{F_{\Sigma}}; \quad (2.2)$$

Повна розрахункова потужність всіх цехів енергетичного господарства:

$$S_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n S_{Pi} = 773,7 \text{ (кВА)}.$$

Сумарна площа всіх цехів енергетичного господарства:

$$F_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n F_i = 8650 \text{ (м}^2\text{)}.$$

Значення питомої густини навантаження енергетичного господарства на 1м² площі цехів:

$$S_{\text{пит}} = \frac{S_{\Sigma}}{F_{\Sigma}} = \frac{773,7}{8650} = 0,09 \text{ (кВ}\cdot\text{А/м}^2\text{)}.$$

Кількість та потужність трансформаторів власних потреб відіграють важливу роль у забезпеченні безперебійного живлення критичних споживачів станції. Враховуючи специфіку Дністровської ГАЕС, де функціонують системи I категорії (насоси пожежогасіння, вентиляційне обладнання, системи управління), вимоги до надійності електропостачання є підвищеними. На основі аналізу навантажень обґрунтовано, що при сумарній потужності споживачів 800 кВт доцільно передбачити два трансформатори 10/0,4 кВ, що працюють у режимі резервування [2]. Така схема дозволяє зберегти живлення навіть у разі виходу з ладу одного з трансформаторів. Остаточний вибір конфігурації ТП буде визначено на основі техніко-економічного аналізу з урахуванням резервування, режимів роботи та коефіцієнта завантаження.

Даній густині відповідають двотрансформаторні підстанції з потужністю апаратів $S_{\text{ном.т.}} = 630$ чи 400 кВА. Розглянемо та порівняємо між собою два варіанти.

Кількості необхідних двотрансформаторних підстанцій які здатні забезпечити навантаження підприємства визначається за наступною формулою [4]:

$$N_{\text{ек}} \geq \frac{S_{\Sigma}}{2 \cdot S_{\text{ном.т.}} \cdot k_3}; \quad (2.3)$$

де $k_3 = 0,7 - 0,75$ – для споживачів I категорії [4];

$k_3 = 0,8 - 0,85$ – для споживачів II, III категорій [4];

1. При $S_{\text{ном.т.}} = 630$ кВА число ТП:

$$N_{\text{ек}} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot S_{\text{ек}} \cdot k_3} = \frac{773,7}{2 \cdot 630 \cdot (0,7 \div 0,75)} = 0,82 \div 0,87 \text{ (шт.)};$$

2. При $S_{\text{ном.т.}} = 400$ кВА число ТП:

$$N_{\text{ек}} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot S_{\text{ек}} \cdot k_3} = \frac{773,7}{2 \cdot 400 \cdot (0,7 \div 0,75)} = 1,29 \div 1,38 \text{ (шт.)}.$$

З урахуванням сумарної потужності електроприймачів та категорії надійності навантажень, для надійного електропостачання об'єктів енергетичного господарства доцільно розглянути два варіанти конфігурації трансформаторних підстанцій. Перший варіант передбачає встановлення двох двотрансформаторних підстанцій з трансформаторами по 400 кВА, що дозволяє гнучко розподіляти навантаження між цехами та забезпечити покриття пікових навантажень із частковим резервуванням. Другий варіант передбачує застосування однієї двотрансформаторної підстанції з трансформаторами по 630 кВА, що зменшує кількість обладнання та спрощує технічне обслуговування, проте знижує рівень резервування та збільшує довжину внутрішніх мереж.

Обидва варіанти мають свої переваги та обмеження, тому для прийняття обґрунтованого рішення проведено порівняльний аналіз за ключовими параметрами: встановлена потужність, навантаження на трансформатори, рівень резервування, витрати на будівництво та експлуатацію. Узагальнені характеристики наведено в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Розподіл трансформаторних підстанцій між цехами

Варіант 1				Варіант 2			
Цех	S_p , кВА	400 кВА		Цех	S_p , кВА	630 кВА	
		N, шт	k_3			N, шт	k_3
3,6-9,12	416,75	2	0,52	Усі 1-12	773,7	2	0,61
1,2,4,5,10,11	355,58	2	0,44				

Здійснюємо техніко-економічне порівняння варіантів спорудженої системи електропостачання енергетичного господарства. Паспортні дані трансформаторів наведено в таблиці 2.4 [6].

Таблиця 2.4 - Параметри трансформаторів

$S_{н.тр}, \text{кВА}$	$U_{н.т}, \text{кВ}$	$\Delta P_{xx}, \text{кВт}$	$\Delta P_{к}, \text{кВт}$	$I_{xx}\%$	$U_{к}\%$
630	10	1,5	8	2,5	5,5
400	10	0,8	5,5	0,5	4,5

Однолінійна схема електропостачання «Дністровська ГАЕС» є радіальною на напрузі 10 кВ. Проводимо техніко-економічне порівняння варіантів спорудження підстанцій потужністю 630 кВА і 400 кВА за допомогою методу річних витрат (рисунок 2.1).

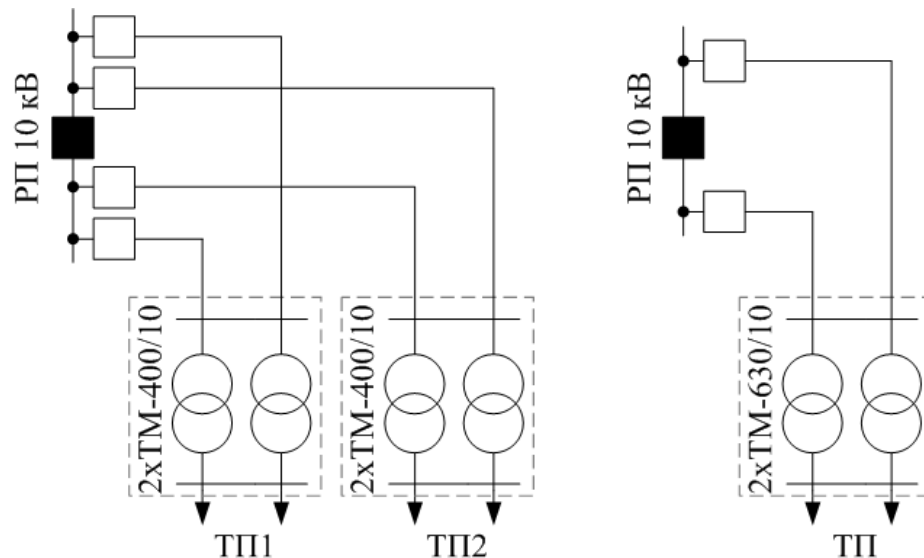


Рисунок 2.1 – Варіанти схем внутрішньозаводського електропостачання

Кращий варіант задіяних ТП буде з меншими приведеними затратами [7]:

$$B_{пр} = (E_n + E_a)K + m\Delta P + Z_{пер}; \quad (2.4)$$

де E_n – нормативний коефіцієнт (0,1);

E_a – амортизація ($E_a = 0,063$ [7]);

K – капітальні вкладення в ТП, грн;

Втрати потужності в трансформаторах розраховуємо за формулою [5,7]:

$$\Delta P_{\text{тр}} = n \cdot \Delta P_{\text{хх}} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \left(\frac{S_{\text{м}}}{S_{\text{ном.т.}}} \right)^2; \quad (2.5)$$

Вартість річних втрат потужності розраховуємо за допомогою діючого тарифу:

$$m = t \cdot \tau; \quad (2.6)$$

де t – тариф за електроенергію, грн/кВт·год;

Приймаємо, що $t = 4,576$ грн/кВт·год. для напруги живлення 10 кВ, а $T_{\text{м}} = 6000$.

Звідси вартість річних витрат активної потужності в трансформаторах:

$$m = 4,576 \cdot \left(0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 21012 \text{ (грн/рік)}.$$

Втрати потужності при потужності трансформаторів 630 кВА:

$$\Delta P_{630} = 2 \cdot 1,5 + \frac{1}{2} \cdot 8 \cdot \left(\frac{773,7}{630} \right)^2 = 9,033 \text{ (кВт)};$$

Втрати потужності при потужності трансформаторів 400 кВА:

$$\Delta P_{400} = 4 \cdot 0,8 + \frac{1}{4} \cdot 5,5 \cdot \left(\frac{773,7}{400} \right)^2 = 8,344 \text{ (кВт)}.$$

Вартість спорудження ТП [6]:

$$K_{630} = 805120 \text{ (грн)};$$

$$K_{400} = 614720 \text{ (грн)}.$$

Остаточно розраховуємо, який із запропонованих варіантів буде вигіднішим:

$$B_{\text{пр}630} = (0,1 + 0,063) \cdot 805120 + 21012 \cdot 9,033 = 320972,92 \text{ (грн)};$$

$$B_{\text{пр}400} = (0,1 + 0,063) \cdot 2 \cdot 614720 + 21012 \cdot 8,344 = 375722,84 \text{ (грн)}.$$

Отже обираємо варіант спорудження СЕП з однією двотрансформаторною підстанцією потужність 2хТМ-630/10. Даний варіант є більш економічніший.

Для візуалізації просторового розподілу навантажень виконується побудова картограми електричних навантажень енергетичного господарства. Така картограма є графічним документом, що відображає загальний план території з нанесеними цехами, енергетичними об'єктами та елементами електричної інфраструктури.

Розрахуємо місце установки цехових ТП за формулами:

$$X_{\text{ТП}} = \frac{\sum_{i=1}^N P_{\text{Mi}} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^N P_{\text{Mi}}}, \quad Y_{\text{ТП}} = \frac{\sum_{i=1}^N P_{\text{Mi}} \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^N P_{\text{Mi}}}; \quad (2.7)$$

Таблиця 2.5 – Координати розміщення ЕП

№	Цех	ТП	Рр, кВт	X, м	Y, м	Рр*X, кВт*м	Рр*Y, кВт*м
1	1 ВРУ-330 кВ	1	50,55	80	140	4044,00	7077,00
2	2 ВРУ-330 кВ	1	57,65	80	105	4612,00	6053,25
3	3 ВРУ-330 кВ	1	28,61	80	45	2288,80	1287,45
4	ОПУ (оперативний пункт управління)	1	35,43	165	135	5845,95	4783,05
5	ЗРУ-10	1	36,39	165	165	6004,35	6004,35
6	БДП (будинок допоміжного персоналу)	1	48,12	180	100	8661,60	4812,00
7	Компресорна ВРУ	1	80,33	175	70	14057,75	5623,10
8	НПГ (насосна пожежогасіння)	1	56,17	180	30	10110,60	1685,10
9	ВРУ-110 кВ	1	59,73	275	75	16425,75	4479,75
10	Насос пожежегасіння 1	1	50,00	175	70	8750,00	3500,00
11	Насос пожежегасіння 2	1	50,00	179	70	8950,00	3500,00
12	Насос пожежегасіння 3	1	50,00	183	70	9150,00	3500,00
			ΣРр, кВт	ΣРр*X/ΣРр	ΣРр*Y/ΣРр	ΣРр*X, кВт*м	ΣРр*Y, кВт*м
	Сумарно по ТП		602,98	164,02	86,74	98900,80	52305,05

Оптимальні координати ТП збігаються з ЦЕН.

$$\text{Дані } \sum_{i=1}^n P_{\text{Mi}} = 602,98 \text{ (кВт)};$$

$$\sum_{i=1}^n P_{\text{Mi}} \cdot X_i = 98900,80 \text{ (кВт м)};$$

$$\sum_{i=1}^n P_{\text{Mi}} \cdot Y_i = 52305,05 \text{ (кВт м)};$$

$$X_0 = \frac{98900,80}{602,98} = 164 \text{ (м)};$$

$$Y_0 = \frac{52305,05}{602,98} = 86 \text{ (м)}.$$

Рішення про розміщення ТП в центрі електричних навантажень необхідно погоджувати з технологами і будівельниками. Координати в яких буде розміщено ТП: $X = 200$ (м); $Y = 70$ (м).

Для уточнення місця розташування ТП будуюмо картограму навантажень і визначимо ЦЕН енергетичного господарства.

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{Pi}}{\pi \cdot m_p}}; \quad (2.8)$$

Сектор освітлювального навантаження цеху складає:

$$\alpha_i = \frac{360 \cdot P_{Oi}}{P_{Pi}}; \quad (2.9)$$

Результати розрахунків зводимо до таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Дані для побудови картограми навантажень

№	Цех	X,м	Y,м	P _p , кВт	P _o , кВт	r, м	α°	d, м
1	1 ВРУ-330 кВ	80	140	50,55	7,05	8,97	50,2	17,94
2	2 ВРУ-330 кВ	80	105	57,65	5,40	9,58	33,7	19,16
3	3 ВРУ-330 кВ	80	45	28,61	4,11	6,75	51,7	13,50
4	ОПУ (оперативний пункт управління)	165	135	35,43	5,83	7,51	59,2	15,02
5	ЗРУ-10	165	165	36,39	3,89	7,61	38,5	15,22
6	БДП (будинок допоміжного персоналу)	180	100	48,12	9,12	8,75	68,2	17,51
7	Компресорна ВРУ	175	70	80,33	2,33	11,31	10,4	22,62
8	НПГ (насосна пожежогасіння)	180	30	56,17	9,82	9,46	62,9	18,91
9	ВРУ-110 кВ	275	75	59,73	2,53	9,75	15,2	19,51
10	Насос пожежогасіння 1	175	70	50,00	0,00	8,92	0,0	17,85
11	Насос пожежогасіння 2	179	70	50,00	0,00	8,92	0,0	17,85
12	Насос пожежогасіння 3	183	70	50,00	0,00	8,92	0,0	17,85

На схемі умовними позначеннями (зокрема колами різного діаметра) відображено потужність споживання кожного об'єкта чим більша площа кружка, тим вищий рівень навантаження. Таке рішення дає змогу швидко ідентифікувати найбільш енергоємні ділянки. Крім того, на картограмі вказано розміщення трансформаторних підстанцій, точки підключення, траси прокладання кабельних ліній (як у траншеях, так і в підземних колекторах), що дозволяє здійснити попередню оцінку довжини ліній, втрат напруги та варіантів резервування.

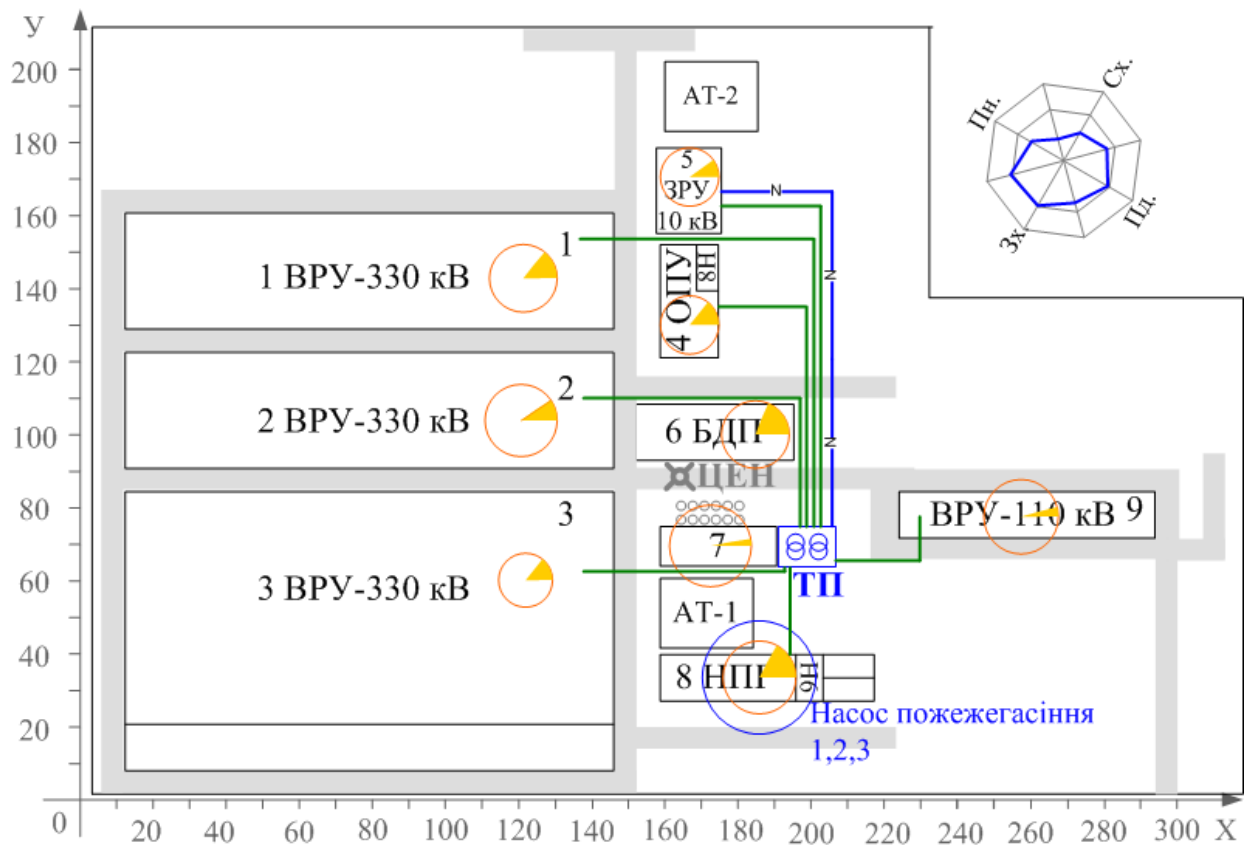


Рисунок 2.2 – Генеральний план енергетичного господарства

2.3 Вибір та розрахунок схеми електропостачання енергетичного господарства

2.3.1 Розрахунок зовнішнього електропостачання

Згідно з ПУЕ [2], електрообладнання необхідно підбирати за типом установки, величиною номінального струму і номінальною напругою та перевіряється на термічну і динамічну стійкість при аварійних режимах роботи.

Визначимо $I_{\max}$ для нормального режиму роботи ТП:

$$I_{p.na10} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{773,7}{\sqrt{3} \cdot 10} = 44,6 \text{ (A)};$$

$$I_{\max \text{ ТП}} = \frac{1,4 \cdot S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 50,9 \text{ (A)};$$

В якості кабельної лінії 10 кВ обираємо АПвЭгаПу-10 3×95 [8], допустимий струм при прокладанні у землі складає 203 А [8] прокладені в траншеї для живлення трансформаторної підстанції від ЗРУ 10 кВ довжиною 50 м.

Перевірка допустимого нагрівання кабелів із зшитого ПЕ виконується для нормального та післяаварійного режимів з урахування умов прокладки:

$$I_p \leq k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_6 \cdot I_{\text{доп}}; \quad (2.10)$$

$$I_{p.\text{па}} \leq \alpha \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_6 \cdot I_{\text{доп}}; \quad (2.11)$$

де k_1 - коефіцієнт, що характеризує температуру навколишнього середовища;
 k_2 - коефіцієнт, що характеризує глибину прокладення кабелів в землі;
 k_3 - коефіцієнт, що характеризує питомий термічний опір ґрунту;
 k_4 - коефіцієнт враховує кількість паралельно прокладених кабелів в землі;
 k_5 - коефіцієнт враховує кількість паралельно прокладених кабелів в повітрі;
 k_6 - коефіцієнт, що характеризує вплив перерізу екрана.

$$50,9 \text{ (А)} \leq 0,96 \cdot 0,95 \cdot 0,88 \cdot 0,8 \cdot 1,0 \cdot 0,96 \cdot 203 = 116,2 \text{ (А)}.$$

Дана умова виконується. Також необхідно провести перевірку кабелів зі зшитого поліетилену на термічну стійкість до дії струмів КЗ.

На рисунку 2.3 показано опис конструкції та технічні характеристики кабелів АПвЭгаПу-10 3×95.

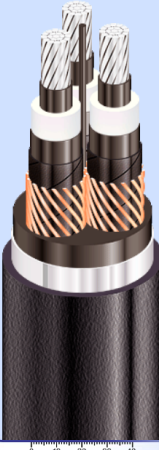
	АПвЭгаПу-10 3х95 ТУ У 31.3-00214534-017-2003		
	Кабелі силові з алюмінієвими СПЖ, ізоляцією зі зшитого поліетилену, поздовжньою та поперечною герметизацією екрану та посиленою зовнішньою оболонкою з поліетилену		
	ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ:		
	Номинальна напруга	кВ	10
	Максимальна напруга	кВ	12
	Число та номінальний перетин струмопровідних жил	мм ²	3 x 95
	Товщина ізоляції	мм	3,4
	Мінімальний перетин екрану	мм ²	16
	Допустимий струм короткого замикання по екрану мінімального перетину	кА	3,3
	Максимально допустимий струм короткого замикання по струмопровідній жилі	кА	8,9
Тривало допустимі струмові навантаження *			
• при прокладанні у повітрі		А	236
• при прокладанні в ґрунті		А	203
Рівень часткових розрядів при номінальній напрузі, не більше		рС	6
Максимально допустима температура жили			
• тривало		° С	+90
• в аварійному режимі		° С	+130
• при короткому замиканні		° С	+250
Діапазон робочих температур		° С	-60 ... +50

Рисунок 2.3 – Конструкція та характеристики кабелю АПвЭгаПу-10 3×95

Результати розрахунку капітальних вкладень в СЕП наведені в таблиці 2.3, а щорічних витрат – в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Розрахунок капітальних вкладень

Перелік елементів схем	Вартість	10 кВ	
		Кількість	Вартість
Лінії електропередавання, км	тис.грн. за 1 км КЛ	км	тис.грн.
ЗРУ-ТП КЛ 10кВ АПвЭгаПу 3×95	556,00	0,05	27,80
ВСЬОГО по лініях			27,80
Підстанції	тис.грн. за одиницю ПС.		
Підстанція 2хТМ-630/10	805,12	1	805,12
Спорудження РП-10 кВ	124,6	1	124,6
ВСЬОГО по ПС			929,72
ВСЬОГО			957,52

Навантажувальні втрати активної електричної енергії визначають як добуток втрат активної потужності в максимальному режимі навантаження ΔP_m на час максимальних втрат τ :

$$\Delta W_a = \Delta P_m \cdot \tau = 3I_m^2 R_e \cdot 10^{-3} \cdot \tau \text{ (кВт·год/рік);} \quad (2.12)$$

де T_M – час використання максимального навантаження ($T_M = W/P_M$, тут W – кількість спожитої енергії);

Вартість втрат електроенергії в ЛЕП:

$$C_{\Delta W_{10}} = 2 \cdot 3 \cdot 22,33^2 \cdot 0,21 \cdot 0,05 \cdot 10^{-6} \cdot 4591,8 \cdot 4,576 = 2,73 \text{ (тис.грн./рік).}$$

Таблиця 2.8 – Розрахунок щорічних витрат

Перелік поточних витрат	10 КВ
Щорічні витрати на технічне обслуговування і ремонт, в тому числі:	
КЛ 10 кВ, 3,8% від К	36,39
ПС 10 кВ, 4,3% від К	41,17
Всього щорічні витрати на обслуговування, ВО тис.грн.	77,56
Амортизація, в тому числі:	
КЛ 10 кВ, 3% від К	28,73
ПС 10 кВ, 3,6% від К	34,47
Всього щорічні витрати на амортизацію, Ва тис.грн.	63,2
Тариф на ЕЕ, грн./кВт*год	4,576
Вартість втрат електроенергії в ЛЕП, ΔW тис.грн.	2,73
ВСЬОГО щорічні витрати (В) тис.грн.	143,48

Зведені річні витрати будуть складати:

$$З = E_H \cdot K + B; \quad (2.13)$$

де E_H – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень ($E_H = 0,1$ [7]);

K – капітальні вкладення;

B – щорічні поточні витрати на експлуатацію СЕП.

$$З_{10} = 0,1 \cdot 957,52 + 143,48 = 239,24 \text{ (тис.грн.)};$$

Значення зведених річних витрат демонструє оптимальне співвідношення між інвестиційними витратами та експлуатаційною ефективністю, а отже, спроектована СЕП енергетичного господарства відповідає вимогам економічної доцільності.

2.3.2 Розрахунок струмів КЗ загальнозаводської мережі

Розрахунок струмів КЗ виконується з метою перевірки вибраних вимикачів і кабелів. Тому необхідно визначити такі величини: періодичну складову струму трифазного КЗ в початковий момент часу $I_{п0}$, ударний струм КЗ $i_{уд}$, періодичну та аперіодичну складові в момент початку розходження контактів вимикача $I_{пт}$ та $i_{ат}$, тепловий імпульс B_K [10].

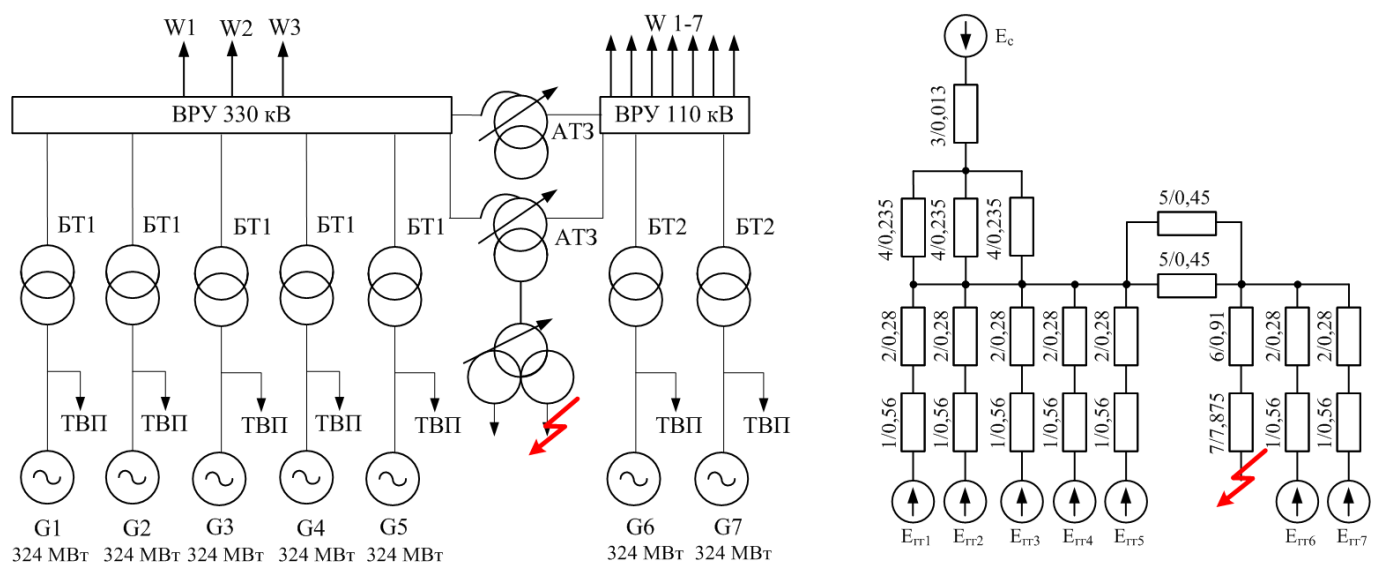


Рисунок 2.4 – Розрахункова схема визначення струмів КЗ

Таблиця 2.9 – Послідовність формул для розрахунку навантажень [1]

Назва параметра	Формула	Результат розрахунку
опори генераторів у відносних одиницях	$X_{*\Gamma} = X''_{*d_{\text{ном}}} \frac{S_6}{S_{\text{ном}}}$	$X_{*\Gamma 1-7} = 0,18 \frac{1000}{324} = 0,56$
опір трансформаторів у відносних одиницях	$X_{*T} = \frac{u_k \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}}$	$X_{*BT 1-7} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,28$ $X_{*7} = X_{*TR} = 1,875 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,875$
опір АТ ВН у відносних одиницях	$u_{KB} \% = 0,5 \cdot (u_{KB-H} \% + u_{KB-C} \% - u_{CB-H} \%),$	$X_{*AT 32 BC} = \frac{13,75}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,45$
опір АТ НН у відносних одиницях	$u_{KH} \% = 0,5 \cdot (u_{KB-H} \% + u_{CB-H} \% - u_{KB-C} \%),$	$X_{*AT 32 BC} = \frac{17,5}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,91$
опори ліній у відносних одиницях	$X_{*ЛЕП} = X_{\text{пит}} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2}$	$X_{*ЛЕП 1-3} = 0,32 \cdot 85 \cdot \frac{1000}{340^2} = 0,235$
опір системи	$X_{*c} = X_{*c, \text{ном}} \frac{S_6}{S_{c, \text{ном}}}$	$X_{*c} = 0,25 \cdot \frac{1000}{18600} = 0,013$

Результат спрощення схеми заміщення представлений на рисунку 2.6.

$$\begin{aligned}
 x_8 &:= \frac{0,56 + 0,28}{5} = 0,168 & x_9 &:= \frac{0,56 + 0,28}{2} = 0,42 & x_{10} &:= \frac{0,235}{3} + 0,013 = 0,091 & x_{11} &:= \frac{0,45}{2} = 0,225 \\
 x_{12} &:= \frac{0,91}{2} + 7,875 = 8,33 & x_{13} &:= x_8 + \frac{x_{11} \cdot (x_8 + x_{10})}{x_{10}} = 0,807 & x_{14} &:= x_{10} + \frac{x_{11} \cdot (x_8 + x_{10})}{x_8} = 0,439 \\
 x_{15} &:= \frac{1}{\frac{1}{x_9} + \frac{1}{x_{13}} + \frac{1}{x_{14}}} + x_{12} = 8,499
 \end{aligned}$$

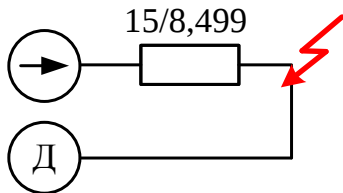
C+Г 

Рисунок 2.5 – Спрощення схеми заміщення

$$\begin{aligned}
 I_6 &= \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ (кА)}, \\
 I_{\text{п.оC+Г}} &= \frac{1}{8,499} \cdot 55 = 6,47 \text{ (кА)}, \\
 I_{\text{п.оД}} &= 4,0 \cdot \frac{\sum P_{\text{ном}}}{2 \cdot U_{\text{номД}}}, \tag{2.14}
 \end{aligned}$$

де $\sum P_{\text{ном}}$ - сумарна номінальна потужність всіх двигунів ВП, для приблизних оцінок струму КЗ приймаємо при живленні від робочого трансформатора ($\sum P_{\text{ном}} \approx 1,25 \cdot S_{\text{ном.ТВП}}$) [1];

$S_{\text{ном.ТВП}}$ - номінальна повна потужність робочого або резервного трансформаторів, МВА;

$U_{\text{номд}}$ - номінальна міжфазна напруга двигунів, кВ ($U_{\text{номд}} = 10$ кВ).

$$I_{\text{п.оД}} = 4,0 \cdot \frac{1,25 \cdot 25}{10 \cdot 2} = 6,25 \text{ (кА)}.$$

Ударний струм КЗ звичайно має місце через 0,01 с після початку КЗ. Його значення визначається за формулою [1, 5]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о}} \cdot k_y; \quad (2.15)$$

де $I_{\text{п.о}}$ - початкове значення періодичної складової струму КЗ, А;

k_y - ударний коефіцієнт, що залежить від постійного часу загасання аперіодичної складової струму КЗ.

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о}} \cdot e^{-\tau/T_a}. \quad (2.16)$$

де T_a – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ, с.

Визначимо складові струму КЗ від двигунів ВП [1, 4]:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{пт.Дв}} &= I_{\text{но.Дв}} \cdot e^{-\tau/0,07}; \\ i_{\text{ат.Дв}} &= \sqrt{2} \cdot I_{\text{но.Дв}} \cdot e^{-\tau/0,04}; \\ i_{\text{у.Дв}} &= \sqrt{2} \cdot I_{\text{но.Дв}} \cdot K_{\text{у.Дв}}. \end{aligned} \right\} \quad (2.17)$$

Результати розрахунку струмів КЗ зводимо в таблиці 2.10 і 2.11.

Таблиця 2.10 – Дані для визначення складових струмів КЗ

	Вітка живлення	$I_{\text{п0}},$ кА	K_y	$T_a,$ с	$\tau, \text{с}$	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{\text{п},\tau}$
К ВП	С+Г	6,47	1,845	0,06	0,05	0,43	1
10 кВ	Д	6,25	1,65	0,04	0,05	0,29	0,49

Таблиця 2.11 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	I_{n0} , кА	i_y , кА	i_{at} , кА	I_{nt} , кА	Примітка
К ВП 10 кВ	С+Г	6,47	16,88	3,93	6,47	Комут.апар
	Д	6,25	14,58	2,56	3,06	
	Сума	12,72	31,47	6,50	9,53	КЛ, Шини

РУ ВП-10 кВ:

$$I_{\max.TR} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,4(\text{А}).$$

$$B_K = I_{\text{пос}}^2(t_{\text{вим}} + T_{\text{асх}}) + I_{\text{под}}^2(0,5T_{\text{Д}}' + T_{\text{асх}}) + 2I_{\text{пос}} \cdot I_{\text{под}}(T_{\text{Д}}' + T_{\text{асх}}), \quad (2.18)$$

$$T_{\text{асх}} = \frac{T_{\text{ас}} I_{\text{пос}} + T_{\text{ад}} I_{\text{под}}}{I_{\text{пос}} + I_{\text{под}}};$$

$$T_{\text{асх}} = \frac{0,06 \cdot 6,47 + 0,04 \cdot 6,25}{6,47 + 6,25} = 0,05(\text{с}).$$

$$B_K = 6,47^2(0,3 + 0,05) + 6,25^2(0,5 \cdot 0,07 + 0,05) + 2 \cdot 6,47 \cdot 6,25(0,07 + 0,05) = 40(\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

Переріз жил кабелів за термічною стійкістю до дії струмів КЗ:

$$s \geq s_{\min} = \frac{I_K \sqrt{t_{\text{вим}}}}{C_T}; \quad (2.19)$$

де I_K – струм КЗ в А;

$t_{\text{вим}}$ – сумарний час вимикання струму КЗ, який визначається витримкою часу основного захисту лінії (0,5...2 с), часом спрацювання високовольного вимикача та відношенням струму КЗ в початковий момент КЗ до усталеного значення;

C_T – термічний коефіцієнт, $\text{А} \cdot \text{с}^{0,5}/\text{мм}^2$, значення якого становить 90...100 для паперових кабелів і 94 – для кабелів зі зшитого ПЕ [5].

$$s = 95 (\text{мм}^2) > s_{\min} = \frac{12,72 \sqrt{0,3}}{94} = 74,1 (\text{мм}^2).$$

Умова виконується, отже живлячі кабелі АПвЭгаПу-10 3х95 вибрані вірно.

2.3.3 Вибір комутаційного та захисного обладнання 10 кВ

Високовольтний вимикач вибирається відповідно до номінального напругою і струмом з урахуванням можливості протидії величинам струму короткого замикання [1, 4, 5]:

$$U_{\text{ном.в}} \geq U_{\text{ном.мережі}}; \quad (2.20)$$

$$I_{\text{ном.в}} \geq I_{\text{max}}; \quad (2.21)$$

Комплектація РП 10 кВ ПС передбачає застосування вакуумних вимикачів типу ВВ/TEL-10-12,5/630 з такими технічними характеристиками: $U_n = 10$ кВ; $I_n = 630$ А; $I_{\text{н.вимк}} = 12,5$ кА; $i_{\text{дин}} = 32,5$ кА; $I_{\text{тер}} = 12,5$ кА; $t_{\text{тер}} = 3$ с [12]. Номінальний струм даних силових вимикачів рівний $I_n = 630$ А $> I_{\text{р.ав}} = 50,9$ А для всіх приєднань до ТП. Усі необхідні перевірки обраних вимикачів представлені в таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 – Вибір вимикачів та роз'єднувачів 10 кВ

Умови вибору	Дані для вимикачів	Дані розрахунків
$I_{\text{н.відкл}} \geq I_{\text{пт}}$	$I_{\text{н.відкл}} = 12,5$ кА	$I_{\text{пт}} = I_{\text{пт.с}} = 6,47$ кА
$\sqrt{2}I_{\text{н.відкл}} \geq \sqrt{2}I_{\text{пт.с}} + i_{\text{ат.с}}$	$\sqrt{2}I_{\text{н.відкл}} = \sqrt{2} \cdot 12,5 = 17,7$ кА	$\sqrt{2} \cdot 6,47 + 3,96 = 13,1$ (кА)
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{дин}} = 32,5$ кА	$i_{\text{уд}} = i_{\text{уд.с}} = 16,9$ (кА)
$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{по}}$	$I_{\text{дин}} = 12,5$ кА	$I_{\text{по}} = I_{\text{по.с}} = 6,47$ (кА)
$B_k = I_{\text{по}}^2 t_{\text{по}}$	$I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} = 12,5^2 \cdot 3 = 470$ (кА ² · с)	$B_k = 40$ (кА ² · с)

У таблиці 2.13 представлена інформація про типи вимикачів і ліній електропередачі які задіяні на напрузі 10 кВ енергетичного господарства.

Таблиця 2.13 – Захисні апарати та лінії живлення СЕП 10 кВ

Лінія	I_p , А	$I_{\text{ра}}$, А	Вимикач	$I_{\text{ном}}$, А	Провідник	S , мм ²	$I_{\text{доп}}$, А
ЗРУ 10 – ТП	22,3	50,9	ВВ/TEL-10	630	АПвЭгаПу-10	3×95	221

У таблиці 2.14 представлена інформація про типи вимикачів і типу кабельних ліній які задіяні на напрузі до 1000 кВ енергетичного господарства.

В якості кабельних ліній для енергетичного господарства ГАЕС доцільно обрати кабелі силові з алюмінієвими СПЖ, з ізоляцією зі зшитого поліетилену,

броньовані сталевими оцинкованими стрічками, із зовнішньою оболонкою з ПВХ пластикату зниженої горючості АПвБВнг відповідного перерізу.

Таблиця 2.14 – Захисні апарати та лінії живлення СЕП до 1000 В

№	Назва	P_n , кВт	I_p , А	I_n , А	Тип АВ	$I_{ном}$, А	$I_{розч}$, А	$I_{св}$, А	Тип ЛЖ	S, мм ²	спос. прок.	$I_{доп}$, А
1, 1	РП1 1 ВРУ-330 кВ	42,0	47,1	106,4	ЕВ2 250/3Л 125А	125	125	700	АПвБВнг	4х50	В землі	146
1, 2	РП1 2 ВРУ-330 кВ	45,0	50,5	113,9	ЕВ2 250/3Л 125А	125	125	700	АПвБВнг	4х50	В землі	146
2, 1	РП1 1 ВРУ-330 кВ	40,0	44,9	101,3	ЕВ2 250/3Л 125А	125	125	700	АПвБВнг	4х50	В землі	146
2, 2	РП1 2 ВРУ-330 кВ	45,0	50,5	113,9	ЕВ2 250/3Л 125А	125	125	700	АПвБВнг	4х50	В землі	146
3, 1	РП1 1 ВРУ-330 кВ	49,0	55,0	124,1	ЕВ2 250/3Л 125А	125	125	700	АПвБВнг	4х50	В землі	146
3, 2	РП1 2 ВРУ-330 кВ	49,0	55,0	124,1	ЕВ2 250/3Л 125А	125	125	700	АПвБВнг	4х50	В землі	146
4.	ОПУ	74,0	83,0	187,4	ЕВ2 250/3Л 125А	125	125	700	АПвБВнг	4х50	В землі	146
5.	ЗРУ-10	65,0	72,9	164,6	ЕВ2 250/3Л 125А	125	125	700	АПвБВнг	4х50	В землі	146
6.	БДП	60,0	67,3	151,9	ЕВ2 250/3Л 125А	125	125	700	АПвБВнг	4х50	В землі	146
7, 1	РП1 Компресорна ВРУ	60,0	67,3	151,9	ЕВ2 250/3Л 125А	125	125	700	АПвБВнг	4х50	В землі	146
7, 2	РП2 Компресорна ВРУ	44,0	49,4	111,4	ЕВ2 250/3Л 125А	125	125	700	АПвБВнг	4х50	В землі	146
8, 1	РП1 Цех 8 НППГ	50,5	59,2	143,7	ЕВ2 250/3Л 125А	125	125	700	АПвБВнг	4х50	В землі	146
8, 2	РП2 Цех 8 НППГ	53,0	56,8	117,6	ЕВ2 250/3Л 125А	125	125	700	АПвБВнг	4х50	В землі	146
9.	ВРУ-110 кВ	88,0	98,7	222,8	ЕВ2 250/3Л 125А	125	125	700	АПвБВнг	4х50	В землі	146
10(1).	Насос пожежегасіння 1	200,0	224,4	506,4	ЕВ2 400/3Е 250А	250	250	1200	АПвБВнг	4х120	В землі	269
11(2).	Насос пожежегасіння 2	200,0	224,4	506,4	ЕВ2 400/3Е 250А	250	250	1200	АПвБВнг	4х120	В землі	269
12(3).	Насос пожежегасіння 3	200,0	224,4	506,4	ЕВ2 400/3Е 250А	250	250	1200	АПвБВнг	4х120	В землі	269

Схема електропостачання енергетичного господарства Дністровської ГАЕС представлена на рисунку 2.6. Вона реалізована з урахуванням підвищених вимог до надійності (І категорія) та забезпечує живлення основних споживачів власних потреб двотрансформаторну підстанцію з трансформаторами 2хТМ-630/10.

Живлення ТП здійснюється від ЗРУ-10 кВ, який підключено до резервного трансформатора ТРДНС 35/10 кВ, з'єднаного через вакуумний вимикач ВВ/TEL-35 з низьковольтною обмоткою автотрансформатора АТЗ 330/110/35 кВ.

На стороні 10 кВ ЗРУ встановлено комплект вакуумних вимикачів ВВ/TEL-10, які забезпечують захист і комутацію ліній живлення. Власне електропостачання ТП виконано через дві кабельні лінії типу АПвЭгаПу-10 3×95, довжиною 50 м. У трансформаторній підстанції передбачено шину низької напруги з секціонуванням, до якого підключено силові кабелі живлення розподільчих пунктів цехів, насосних та допоміжних систем.

На стороні 0,4 кВ передбачено поділ навантажень за пріоритетом, а також передбачена можливість реалізації АВР між трансформаторами, що дозволяє автоматично перевести навантаження на резервний трансформатор у разі виходу з ладу основного.

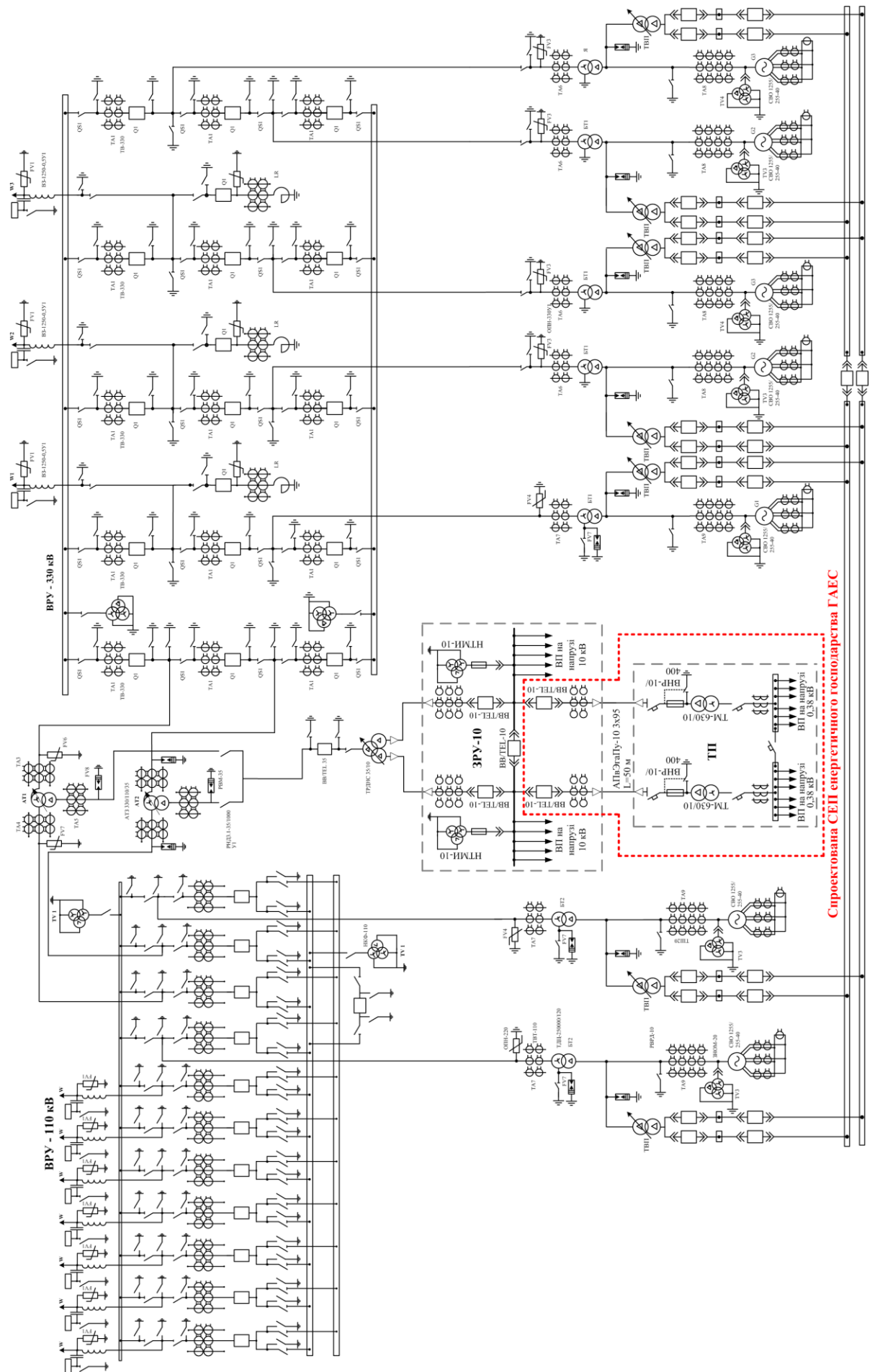


Рисунок 2.7 – Повна однолінійна схема електропостачання

2.4 Розрахунок схеми електропостачання цеху

2.4.1. Вибір та розрахунок системи електропостачання цеху

Розроблена схема живлення електропостачання цеху насосної пожежогасіння повинна не лише відповідати вимогам нормативної документації, а й враховувати особливості функціонування обладнання, яке відноситься до I категорії надійності [2]. Основними споживачами є три насосні агрегати потужністю по 200 кВт, що забезпечують подачу води у випадку виникнення пожежі. Їх робота тісно пов'язана з електроприводами засувок, які формують гідравлічний контур і мають бути активовані автоматично у разі спрацювання сигналізації.

Оскільки більшість електроприймачів цеху насосної пожежогасіння працює у постійному або черговому режимі, схема електропостачання має забезпечувати високий рівень надійності, мінімізуючи ризики знеструмлення навіть при аварійних ситуаціях.

Для живлення електроприймачів (ЕП) насосної пожежогасіння буде використано два розподільчі пункти (РП 1,2). рисунок 2.8.

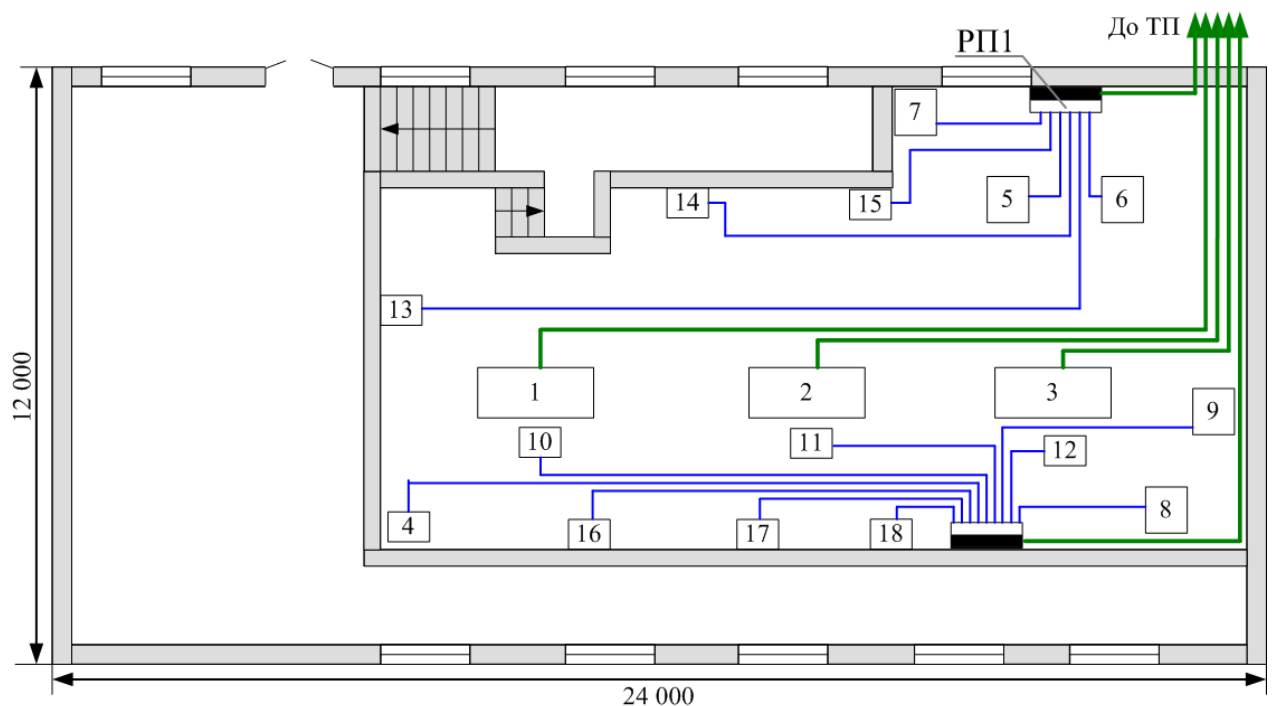


Рисунок 2.8 – План постачання насосної пожежогасіння (№8 на генплані)

При побудові структури мережі враховано просторове розташування навантажень, мінімізацію довжин силових кабелів, селективність захисту, а також можливість подальшого розширення системи. Розподіл навантажень між секціями РП 1,2 виконано з урахуванням одночасності ввімкнення обладнання, специфіки пускових струмів та режимів роботи. Окремі живильні лінії передбачено для насосів пожежогасіння 200 кВт.

В таблиці 2.15 наведені формули згідно [13] використовуючи які можна виконати розрахунок цехової мережі.

Таблиця 2.15 – Послідовність розрахунку навантажень цехової мережі

Назва параметра	Формула	Приклад розрахунку для РП 1
Розрахункове активне навантаження окремого ЕП, кВт	$P_p = P_H$	
Розрахункове реактивне навантаження окремого ЕП, квар	$Q_p = P_H \cdot \operatorname{tg} \varphi_H$	
Середня активна потужність, кВт	$P_C = K_B \cdot P_H$	$P_C = 15,4 + 8,4 + 9,0 = 32,8$
Середня реактивна потужність, квар	$Q_C = P_C \cdot \operatorname{tg} \phi$	$Q_C = 9,5 + 5,2 + 0 = 14,7$
Груповий коефіцієнт використання	$K_B = \sum_{i=1}^n k_{Bi} \cdot P_{Hi} / \sum_{i=1}^n P_{Hi}$	$K_B = \frac{32,8}{50,5} = 0,65;$
Ефективне число ЕП, шт.	$n_e = \left(\sum_{i=1}^n P_{Hi} \right)^2 / \sum_{i=1}^n P_{Hi}^2$	$n_e = \frac{50,5^2}{460,3} = 5$
Розрахунковий коефіцієнт, береться з [6] таблиці 1.1	$K_p = f(K_B; n_e)$	$K_p = 1,08$
Розрахункове активне навантаження магістральних шинопроводів, кВт	$P_p = K_p \cdot \sum_{i=1}^n k_{Bi} \cdot P_{Hi}$	
Розрахункове реактивне навантаження магістральних шинопроводів, квар	$Q_p = K_p \cdot \sum_{i=1}^n k_{Bi} \cdot P_{Hi} \operatorname{tg} \varphi$	
Розрахункове активне навантаження для живлячої мережі, кВт	$P_p = K_p \cdot \sum_{i=1}^n k_{Bi} \cdot P_{Hi}$	$P_p = 1,08 \cdot 32,8 = 35,4$
Розрахункове реактивне навантаження для живлячої мережі, квар	$Q_p = \begin{cases} 1,1 \cdot \sum_{i=1}^n k_{Bi} \cdot P_{Hi} \operatorname{tg} \varphi, & \text{при } n_e \leq 10, \\ 1,0 \cdot \sum_{i=1}^n k_{Bi} \cdot P_{Hi} \operatorname{tg} \varphi, & \text{при } n_e > 10; \end{cases}$	$Q_p = 1,1 \cdot 14,7 = 16,2$
Значення повної розрахункової потужності, кВА	$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$	$S_p = \sqrt{35,4^2 + 16,2^2} = 39,0$
Розрахунковий струм лінії, А	$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_H}$	$I_p = \frac{39,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 59,2$

Алгоритм визначення розрахункового навантаження цехових електромереж представлено в таблиці 2.1. На початковому етапі виконується вибір конфігурації мережі виробничого цеху з урахуванням просторового розміщення обладнання, топології живлення та оптимальної точки підключення до системи електропостачання. Особливу увагу приділяють споживачам з великою потужністю (55 кВт і більше), які відповідно до вимог ПУЕ повинні підключатися безпосередньо до трансформаторної підстанції, міняючи розподільчі щити цеху.

Результат розрахунку цехової мережі представлено в таблиці 2.16.

Таблиця 2.16 – Розрахунок електричних навантажень цехової мережі

Вихідні дані							Розрахункові величини			n _e	K _p	Розрахункові навантаження			
Завдання технологів				Довідкові дані			P _c , кВт	Q _c , кВт	n×P ² _н			P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	I _p , А
Найменування ЕП	n	P _н , кВт	n×P _н , кВт	K _в	cosφ	tgφ									
1	2	3	4	5	6		7	8	9	10	11	12	13	14	15
5-6 Дренажний насос	2	11	22	0,7	0,85	0,62	15,4	9,5	242,0						
7 Вентилятор	1	10,5	10,5	0,8	0,85	0,62	8,4	5,2	110,3						
13-15 Опалювальний пристрій	3	6	18	0,5	1	0,00	9,0	0,0	108,0						
Всього РП1	6		50,5	0,65			32,8	14,7	460,3	5	1,08	35,4	16,2	39,0	59,2
РП2															
4 Зварювальний пост	1	8	8	0,75	0,85	0,62	6,0	3,7	64,0						
8-9 Вентилятор	2	10,5	21	0,75	0,85	0,62	15,8	9,8	220,5						
10-12 Засувка насоса пожежогасіння	3	2	6	0,2	0,8	0,75	1,2	0,9	12,0						
16-18 Опалювальний пристрій	3	6	18	0,5	1	0,00	9,0	0,0	108,0						
Всього РП2	9		53	0,60			32,0	14,4	404,5	6	1,06	33,9	15,8	37,4	56,8
Всього на ТП	15		103,5	0,63			64,8	29,1	864,8	12	0,9	58,3	29,1	65,1	99,0

2.4.2. Вибір комутаційних та захисних апаратів цехової електромережі

Раніше у роботі було обрано радіальну схему цехової мережі, оскільки вона забезпечує надійніше електроживлення (рисунк 2.4). РП 1,2 насосної пожежогасіння приєднано до ТП за допомогою кабелів з ізоляцією зшитого поліетилену напругою до 1000 В типу АПвБВнг прокладених в землі. Приєднання під РП 1,2 до ЕП здійснюється кабелями АВВГзнг прокладених в відкрито.

Для захисту ліній доцільно використати вимикачі від виробника ЕТІ типу ЕВ2 та ЕВ [14] з тепловими і електромагнітним та напівпровідниковим розчіплювачем.

Вибір АВ повинен відбуватися з дотриманням наступних умов [9]:

$$I_{н.розч} \geq K_{відс} \cdot I_p, \quad (2.22)$$

$$I_{с.в} = K_n \cdot I_n, \quad (2.23)$$

$$I_{н.вдк} \geq I_{к.мак}^{(3)}. \quad (2.24)$$

Проводимо вибір АВ для захисту лінії яка живить ЕП-5.

$$I_p = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi_n}; \quad (2.25)$$

$$I_p = \frac{11}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,85} = 19,7 \text{ (A)}.$$

Пусковий струм приймаємо рівним:

$$I_n = 5 \cdot I_m = 5 \cdot 19,7 = 98,3 \text{ (A)}. \quad (2.26)$$

Для захисту ЕП-5 доцільно встановити АВ з напівпровідниковим розчіплювачем. Обраний АВ повинен задовольняти наступним умовам перевірки:

$$I_{н.розч} \geq K_{відс} I_m = 1 \cdot 19,7 = 19,7 \text{ (A)};$$

$$I_{с.в.} \geq K_n I_n = 1,5 \cdot 98,3 = 147,5 \text{ (A)}.$$

Отже вибираємо автоматичний вимикач ЕВ100/3L 32А серії економ з номінальним струмом АВ 32 А, у якого номінальний струм спрацювання розчіплювача 32 А та струмом СВ - 300 А.

Виберемо АВ для лінії від ТП до РП1.

Згідно [4] пусковий струм РП1 визначаємо за формулою:

$$I_n = I_p - K_b \cdot I_{н.мак} + I_{п.мак}; \quad (2.27)$$

$$I_{\Pi} = 59,2 - 0,7 \cdot 19,7 + 98,3 = 143,7 \text{ (A)};$$

Вибираємо автоматичний вимикач серії EB2 250/3L 125A з номінальним струмом АВ 125 А, у якого номінальний струм спрацювання розчіплювача 125 А та струмом СВ рівним 700 А.

$$I_{\text{н.розч}} \geq K_{\text{відс}} I_{\text{м}} = 1,1 \cdot 59,2 = 65,1 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{с.в.}} \geq K_{\text{н}} I_{\Pi} = 1,5 \cdot 143,7 = 215,6 \text{ (A)}.$$

Аналогічно вибирається автоматичний вимикач для решти споживачів у спроектованій мережі цеху. Результати цих розрахунків представлені у таблиці 2.2.

У мережах з напругою до 1000 В переріз проводів лінії живлення вибирається в залежності від допустимого значення нагріву:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р}} \text{ (A)}.$$

Відповідно вимог вибираємо такі способи прокладки ліній живлення:

- від ТП до РП кабелі силові з алюмінієвими СПЖ, з ізоляцією зі зшитого поліетилену, броньовані сталевими оцинкованими стрічками, із зовнішньою оболонкою з ПВХ пластикату зниженої горючості (АПвБВнг);

- від РП до всіх електроприймачі приєднані алюмінієвими кабелями з ПВХ ізоляцією в полівінілхлоридній облонці зниженої горючості (АВВГзнг).

Для живлення РП1 вибираємо кабель типу АПвБВнг (4х50), при прокладці у землі та допустимий струм якого рівний $I_{\text{доп}} = 146 \text{ А}$.

Для живлення ЕП-5 вибираємо кабель типу АВВГзнг (4х6), при прокладці відкрито $I_{\text{доп}} = 34 \text{ А}$.

Перевіримо втрату напруги в лінії, що живить ЕП-13:

$$\Delta U = \frac{P_{\text{р}} \cdot R_{\text{пит}} + Q_{\text{р}} \cdot X_{\text{пит}}}{U_{\text{н}}} \cdot l; \quad (2.28)$$

$$\Delta U_{\text{ТП-РП1}} = \frac{32,8 \cdot 0,549 + 14,7 \cdot 0,065}{380} \cdot 25 = 1,44 \text{ (В)};$$

$$\Delta U_{\text{РП1-ЕП13}} = \frac{6 \cdot 3,84 + 6 \cdot 0,5 \cdot 0,088}{380} \cdot 15 = 1,13 \text{ (В)};$$

$$\Delta U_{\text{ТП-ЕП-13}} = 1,44 + 1,13 = 2,57 \text{ (В)};$$

$$\Delta U_{\% \text{ТП-ЕП-13}} = \frac{2,57}{380} \cdot 100 = 0,68\% . \quad (2.29)$$

Ця величина падіння напруги лінії електропередачі відповідає нормованому значенню. Розрахунки та вибір обладнання для інших ЕП виконуються аналогічним чином. Результати вибору і перевірки всього обладнання електропостачання цеху наведено в таблиці 2.17.

Таблиця 2.17 – АВ та КЛ цехової мережі напругою до 1000 В

Найменування ЕП	I_p , А	I_n , А	Тип АВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{розч}}$, А	$I_{\text{св}}$, А	Тип ЛЖ	S, мм ²	спос. прок.	$I_{\text{доп}}$, А
РП1-ЕП5	19,7	98,3	ЕВ 100/3Л 32А	32	32	300	АВВГзнг	4х6	Відкрито	34
РП1-ЕП7	18,8	93,8	ЕВ 100/3Л 32А	32	32	300	АВВГзнг	4х6	Відкрито	34
РП1-ЕП13	9,1	45,6	ЕВ 100/3Л 25А	25	25	250	АВВГзнг	4х4	Відкрито	26
РП2-ЕП4	14,3	71,5	ЕВ 100/3Л 32А	32	32	300	АВВГзнг	4х6	Відкрито	34
РП2-ЕП8	18,8	93,8	ЕВ 100/3Л 32А	32	32	300	АВВГзнг	4х6	Відкрито	34
РП2-ЕП10	3,8	19	ЕВ 100/3Л 25А	25	25	250	АВВГзнг	4х4	Відкрито	26
РП2-ЕП16	9,1	45,6	ЕВ 100/3Л 25А	25	25	250	АВВГзнг	4х4	Відкрито	26
ТП-РП1	59,2	143,7	ЕВ2 250/3Л 125А	125	125	700	АПвБВнг	4х50	В землі	146
ТП-РП2	56,8	117,6	ЕВ2 250/3Л 125А	125	125	700	АПвБВнг	4х50	В землі	146

2.4.3 Розрахунок струмів КЗ в мережах напругою до 1000 В

Розрахунок струмів короткого замикання проводиться з метою перевірки захисних апаратів за умовою комутаційної здатності.

Виконаємо розрахунок струмів короткого замикання для ділянки, що живить ЕП-5. Складемо розрахункову схему рисунок 2.9.

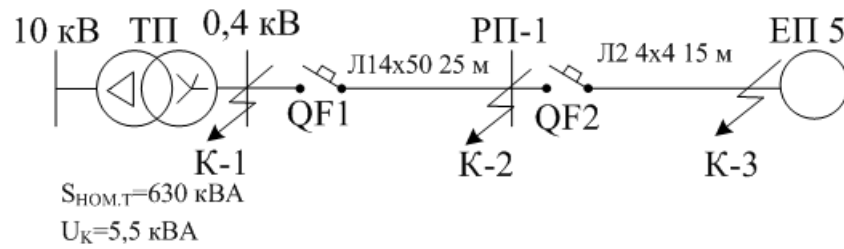


Рисунок 2.9 – Схема електропостачання ЕП-5

Визначимо опір трансформатора:

$$Z_T = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{НОМ.Т}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{380^2}{630 \cdot 10^3} = 13 \text{ (мОм)}. \quad (2.30)$$

Визначаємо опори ліній Л1, Л2:

$$Z_{Л2} = \sqrt{R_o^2 + X_o^2} \cdot L = \sqrt{0,549^2 + 0,065^2} \cdot 25 = 13,82 \text{ (мОм)};$$

$$Z_{Л3} = \sqrt{R_o^2 + X_o^2} \cdot L = \sqrt{3,84^2 + 0,088^2} \cdot 15 = 57,62 \text{ (мОм)}.$$

Розрахуємо значення струму при трифазному металічному КЗ за формулою:

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}. \quad (2.31)$$

де Z_{Σ} - загальний повний опір елементів цехової мережі до точки КЗ.

- для точки К3:

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{1,1 \cdot 380}{\sqrt{3} \cdot (13 + 13,82 + 57,62)} = 2,86 \text{ (кА)}.$$

- для точки К2:

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{1,1 \cdot 380}{\sqrt{3} \cdot (13 + 13,82)} = 6,99 \text{ (кА)}.$$

- для точки К1:

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{1,1 \cdot 380}{\sqrt{3} \cdot 13} = 18,56 \text{ (кА)}.$$

Перевіримо вибрані вимикачі на комутаційну здатність:

$$I_{\text{н.відк}} > I_{\text{к.мах}}^{(3)} . \quad (2.32)$$

QF1: EB2 250/3E 125A з $I_{\text{cu}} = 25$ (кА):

$$I_{\text{cu}} = 25 \text{ (кА)} > I_{\text{к.мах}}^{(3)} = 18,56 \text{ (кА)} .$$

Для точки К1 умова перевірки комутаційної здатності виконується.

QF2: EB 100/3S 32 A з $I_{\text{cu}} = 8$ (кА):

$$I_{\text{cu}} = 8 \text{ (кА)} > I_{\text{к.мах}}^{(3)} = 6,99 \text{ (кА)} .$$

Для точки К2 умова перевірки комутаційної здатності виконується.

Виконаємо перевірку селективності дії захисту.

Визначимо струм однофазного КЗ в точці КЗ з урахуванням ПП:

$$I_{\text{к2}}^{(1)} = \frac{U_{\text{ф.ном}}}{\frac{Z_{\Sigma}^{(1)}}{3} + Z_{\text{ф-н}}} ; \quad (2.33)$$

де $Z_{\text{т}}^{(1)}$ мОм – повний опір силового трансформатора струмам однофазного КЗ;
 $Z_{\text{ф-н}}$ - питомий опір петлі фаза-ноль;
 1 – відстань до місця КЗ.

Розраховуємо струм однофазного КЗ на кінці лінії ТП-РП1:

$$I_{\text{кР2}}^{(1)} = \frac{220}{\frac{39}{3} + 25 \cdot 0,62} = 7,72 \text{ (кА)} .$$

Струм однофазного КЗ на затискачах ЕП-5:

$$I_{\text{кЗ}}^{(1)} = \frac{220}{\frac{39}{3} + 25 \cdot 0,62 + 15 \cdot 7,41} = 1,58 \text{ (кА)} .$$

Перевіримо чи виконується умова:

$$I_{\text{н.розч}} \leq \frac{I_{\text{к}}^{(1)}}{3} ; \quad (2.34)$$

Перевіримо чутливість захисту лінії ТП-РП-1:

$$I_{H.ROЗЧ} = 700 \text{ (A)} \leq \frac{I_{KR2}^{(1)}}{3} = \frac{7720}{3} = 2573 \text{ (A)}.$$

Перевіримо чутливість захисту лінії РП1-ЕП4:

$$I_{H.ROЗЧ} = 300 \text{ (A)} \leq \frac{I_{KR2}^{(1)}}{3} = \frac{1580}{3} = 527 \text{ (A)}.$$

Умови перевірки чутливості автоматичних вимикачів виконуються.

Селективність автоматичних вимикачів перевіряємо за умовами:

$$\begin{cases} I_{c.B1} > (1,3..1,5)I_{c.B2}; \\ t_{c.B1} = t_{c.B2} + \Delta t. \end{cases} \quad (2.35)$$

Виконаємо перевірку на селективність для вимикачів, що захищають лінії ТП-РП1(вимикач 1), РП1-ЕП5 (вимикач 2):

$$I_{c.B1} = 700 \text{ (A)} > (1,3..1,5)300 = 390...450 \text{ (A)}.$$

Оскільки вимикачі вищого ступеня вибрано селективним $t_{c.B1} = 0,1 \text{ с}$, то умови селективності по часу теж забезпечується.

Карта селективності захисту представлена на рисунку 2.10.

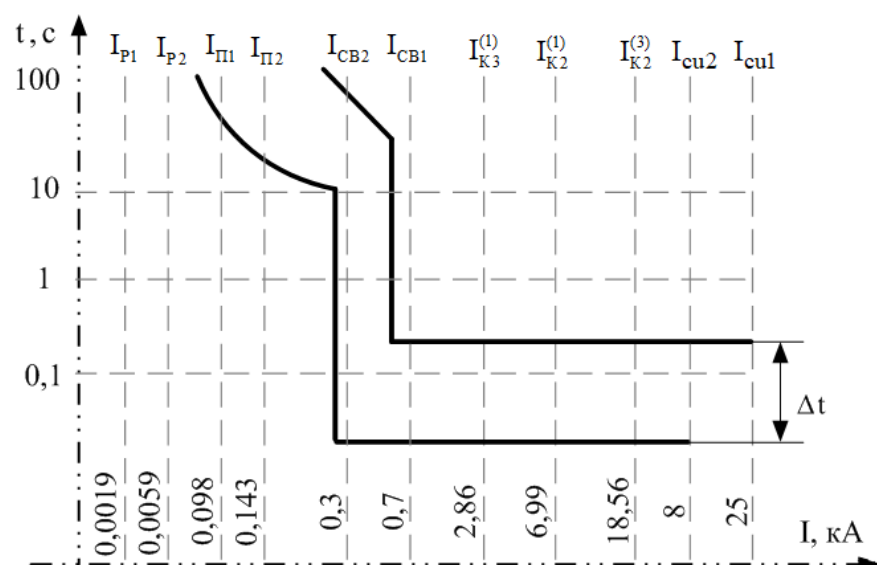


Рисунок 2.10 – Карта селективності захисту

Отже апарати налагоджені на селективну роботу.

Висновки по розділу 2.

У даному розділі бакалаврської дипломної роботи проведено комплексний аналіз і проектування системи електропостачання енергетичного господарства Дністровської (ГАЕС), що виконує функції об'єкта критичної інфраструктури і відповідає підвищеним вимогам до надійності та безперебійності роботи.

1. Виконано розрахунок електричних навантажень основних та допоміжних енергетичних об'єктів станції. Обґрунтовано доцільність вибору класу напруги 10 кВ для живлення системи електропостачання, враховуючи наявну інфраструктуру, що дозволило уникнути додаткових витрат на створення нових високовольтних вузлів та забезпечити резервування згідно з вимогами I категорії надійності.

2. Проведено аналіз варіантів конфігурації трансформаторних підстанцій для забезпечення живлення власних потреб станції. На основі техніко-економічного порівняння обрано рішення на базі однієї двотрансформаторної підстанції з трансформаторами ТМ-630/10, що дозволяє забезпечити необхідний рівень резервування при оптимальних капітальних та експлуатаційних витратах.

3. Розроблена СЕП передбачає живлення ТП від ЗРУ-10, що забезпечує надійне живлення енергетичного господарства ГАЕС і збереження працездатності у різних режимах роботи. Проведено вибір кабельно-провідникової продукції та обґрунтовано використання кабелів АПвЭгаПу-10 3×95 для живлення ТП від ЗРУ-10 кВ. Проведено перевірку обраних ліній живлення на допустимий струм і термічну стійкість до струмів короткого замикання. Розрахунки підтвердили правильність вибору перерізу та типу кабелю.

4. Вибрано захисні апарати, а саме вакуумні вимикачі ВВ/TEL-10-12,5/630 та виконано перевірку їх на здатність відключення струмів КЗ, що виникають на шинах ЗРУ-10 кВ з врахуванням впливу гідрогенераторів ГАЕС.

5. Спроековано та проаналізовано СЕП внутрішньоцехової мережі насосної пожежегасіння. Обрано ефективну схему живлення та обладнання. Виконано розрахунок струмів короткого замикання цехової мережі та перевірено комутаційну здатність та умови селективності автоматичних вимикачів.

3 ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

3.1 Аналіз використання систем АВР

Система автоматичного введення резерву (АВР) – це спеціалізований комплекс обладнання, що забезпечує автоматичне перемикання споживачів на резервне джерело живлення у разі зниження якості або повної втрати напруги в основній лінії [15]. Таке перемикання відбувається без втручання персоналу, що особливо важливо для об'єктів з безперервним циклом роботи. В якості резерву можуть використовуватись як альтернативна повітряна або кабельна лінія, так і автономні джерела: дизель-генераторні установки (ДГУ), бензинові генератори, акумуляторні батареї з інвертором тощо.

Наявність АВР є обов'язковою для живлення споживачів першої категорії надійності, які згідно з нормативними вимогами мають бути підключені до двох незалежних джерел електропостачання [2]. Ще жорсткіші вимоги ставляться до споживачів першої категорії, де передбачено три і більше взаємно резервуючих джерела живлення з гарантованим безперервним постачанням електроенергії, навіть під час технічного обслуговування окремих елементів системи.

Призначення та вимоги до системи АВР.

Система автоматичного введення резерву (АВР) призначена для забезпечення безперебійного електроживлення споживачів шляхом оперативного перемикання на резервне джерело живлення у разі зникнення або недопустимого погіршення параметрів основного живлення [15]. Основною функцією АВР є моніторинг стану основної лінії живлення та миттєве реагування на аварійні відхилення перенапруги, падіння напруги, перекіс фаз, коротке замикання або повне зникнення напруги.

Система повинна здійснювати перемикання на резерв без затримок, але лише один раз для кожного інциденту. Уся логіка роботи має супроводжуватись наочною індикацією станів для інформування обслуговуючого персоналу.

Принцип дії АВР.

Користувач або проектувальник задає допустимі діапазони напруги та часові витримки, що враховуються системою. У разі відхилення параметрів основного джерела від норми, контролер АВР аналізує ситуацію та ухвалює рішення про перемикання [16]. При цьому перевіряються такі умови:

- відсутність неусунених пошкоджень у мережі, зокрема на ділянці, яку планується жити від резерву. Підключення в такому випадку не допускається;
- фактична наявність напруги на резервному вводі. Якщо резерв представлений генератором, то перевіряється його запуск і вихід у робочий режим;
- справжній характер зникнення напруги на основному вводі, тобто переконання в тому, що воно не було навмисно відключене (наприклад, для ремонтних робіт).

Після підтвердження усіх умов, система розмикає основне живлення, і лише потім вмикає резерв. Якщо ж основне живлення має пріоритет після відновлення його параметрів система автоматично повертає навантаження на нього.

Основні компоненти АВР.

Сучасні АВР складаються з кількох функціональних блоків:

- вимірювальна частина, яка встановлюється на обох вводах і забезпечує постійний моніторинг параметрів. Має регульовані порогові уставки для налаштування допустимих меж напруги;
- логічна частина виконує обробку сигналів, враховує витримки часу та включає реле одноразової дії для запобігання багаторазовому перемикаю;
- сигнально-індикаторний блок реалізований за допомогою вказівних реле або світлодіодної індикації. Інформує оператора про стан системи, наявні відмови, режими роботи;
- комутаційна (силова) частина забезпечує фактичне перемикаю ліній. Виконується на контакторах або автоматичних вимикачах з обов'язковим механічним та електричним блокуванням, що унеможливорює одночасне включення обох вводів.

Таке технічне рішення дозволяє досягти високої надійності та безпеки в експлуатації системи електроживлення об'єктів критичної інфраструктури.

На рисунку 3.2 зображено місце встановлення основних елементів системи АВР у складі трансформаторної підстанції, яка живить критично важливі споживачі насосної пожежогасіння Дністровської ГАЕС.

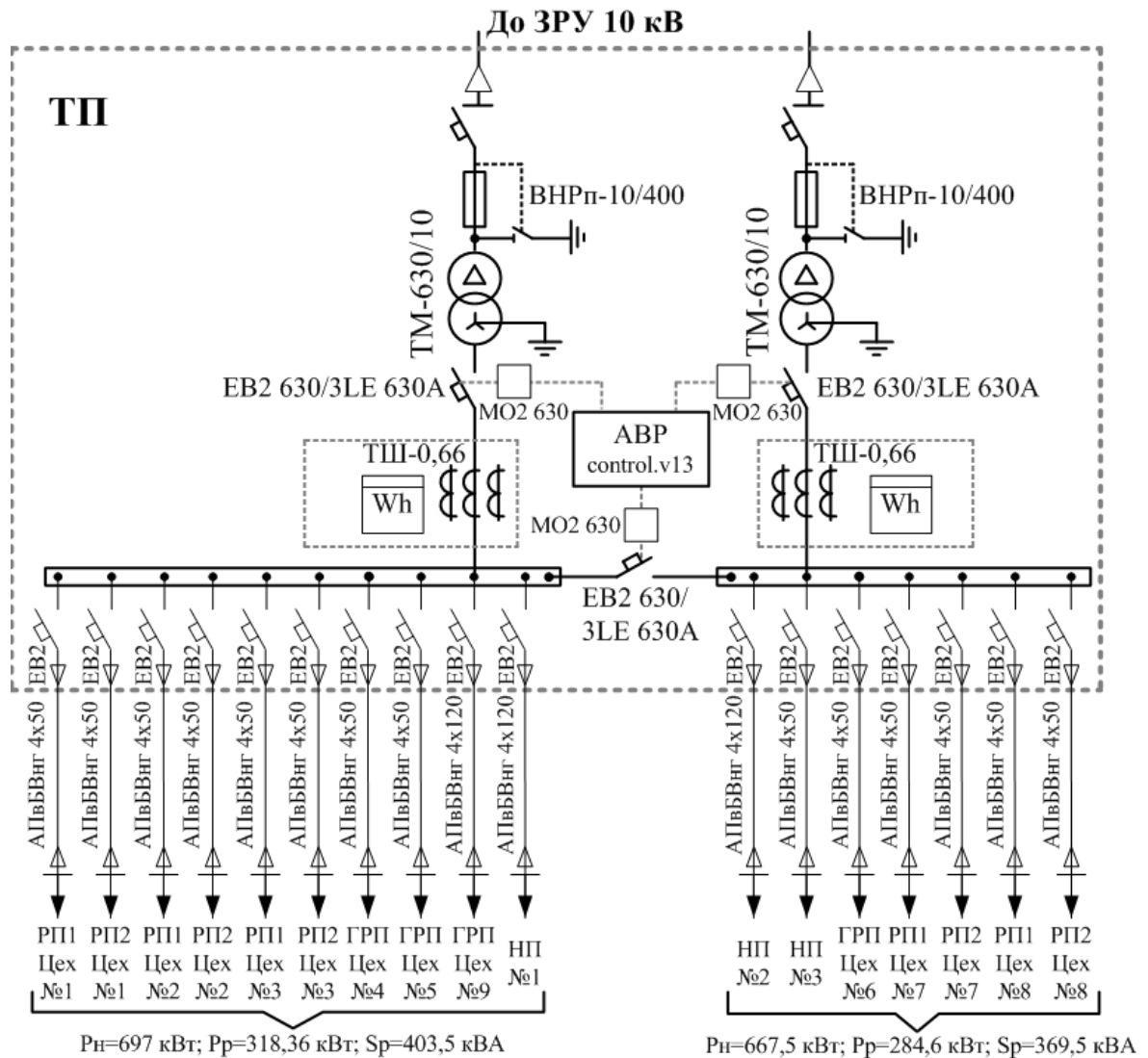


Рисунок 3.2 – Реалізація АВР у складі ТП

З огляду на те, що насосна пожежогасіння включає три насоси по 200 кВт кожен та засувки з електроприводом, які працюють у черговому або аварійному режимі, забезпечення безперервного електроживлення є критично важливим для гарантування роботи системи пожежного захисту. Реалізація АВР дозволяє оперативно переключати живлення на другий трансформатор, запобігаючи відмовам системи під час пожежі чи пошкоджень у мережі.

Параметри обладнання представлені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Таблиця обладнання АВР

№	Мітка	Найменування	К-сть	Ціна, грн	Вартість, грн
1	Q1, Q2, Q3	EB2 630/3E 630A 3p	3	38 960	116 880
2	M1, M2, M3	MO2 630, AC100-240V	3	39 850	119 550
3	K1, K2, K3	ERM2-230ACL	3	317	950
4		E.Next e.control.v13	1	10 650	10 650
		РАЗОМ			248 000

Характеристика основного обладнання для реалізації системи АВР:

1. EB2 630/3E 630A 3p [14] – Автоматичні вимикачі Q1, Q2 та Q3;

Це основні триполюсні автоматичні вимикачі, які забезпечують комутацію між двома джерелами живлення (Q1, Q2) та секціонування шин трансформаторної підстанції 0,4 кВ (Q3). У нормальному режимі живлення здійснюється через один з ввідних автоматів (Q1 або Q2), а третій автомат (Q3) залишається розімкненим. У разі втрати напруги на одному з ввідних автоматів, система автоматично його вимикає та замикає Q3, забезпечуючи живлення усіх споживачів через другу шину. Вимикачі оснащені електронними розчіплювачами та працюють у парі з мотор-приводами для дистанційного керування. Технічні характеристики даних вимикачів представлені на рисунку 3.3.



Артикул	004671127
Назва	EB2 630/3E 630A 3p
Категорія	Промисл. автоматичн. вимикач
Номинальний струм (A)	630
Кількість полюсів	3
Група каталогу	EB2
Стандарт	60947
Тип з'єднання	переднє підключення
Номинальна імпульсна напруга Uimp (kV)	8
Номинальна робоча напруга (V AC)	690V
Номинальна напруга ізоляції (V)	800
Номинальна вимикаюча здатність при короткому замиканні при 415V Icu /Ics (kA)	50/50
Номинальна робоча напруга (V DC)	n.a.
Регулювання теплового захисту	0,4-1
Регулювання електромагнітного захисту	adjustable
Регульований або фіксований	обираєма

Рисунок 3.3 – Технічні характеристики EB2 630/3E 630A 3p

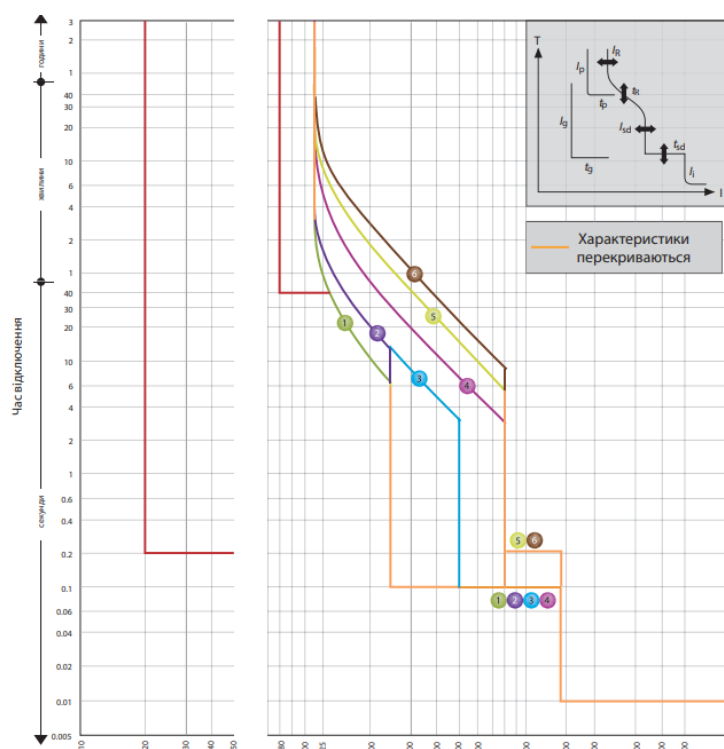


Рисунок 3.4 – Характеристика t-I EB2 630 (Е – електронний розчіплювач)

2. MO2 630, AC100-240V – Мотор-приводи для вимикачів (рисунок 3.5);

Призначені для автоматизованого дистанційного керування вимикачами. Залежно від команди з контролера, мотор-привід виконує фізичне відкривання або закривання відповідного вимикача. Вони забезпечують швидке і безпечне перемикання режимів живлення без участі персоналу.



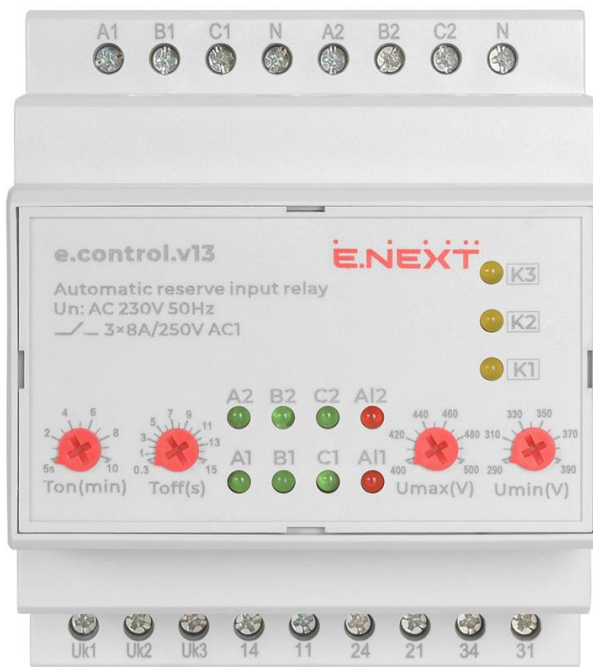
Артикул	004671228
Назва	MO2 630 AC100-240V RS
Категорія	Мотор-привод
Для використання з	EB2, ED2 400-630
Акcesуари	Мотор-привод MO2 AC100-240V, reset

Рисунок 3.5 – Технічні характеристики MO2 630, AC100-240V

3. ERM2-230ACL – Реле керування включенням/виключенням;

Слугують для формування команд на спрацювання мотор-приводів. Контролер e.control.v13 активує відповідне реле, яке, в свою чергу, запускає привод, керуючи відкриванням чи закриванням конкретного АВ.

4. E.Next e.control.v13 – Контролер автоматичного введення резерву. Характеристики даного контролера представлені на рисунку 3.6.



Параметр	Значення
Артикул	p0690023
Номинальна робоча напруга (Ue)	AC 380 В
Тип струму	AC (змінний струм)
Номинальна частота	50 Гц
Діапазон робочої напруги	50–500 В
Діапазон верхнього порогу напруги	400–500 В
Діапазон нижнього порогу напруги	290–390 В
Гістерезис	5 В
Допустима асиметрія напруги	80 В
Похибка вимірювання напруги	≤1% (від верхнього порогу)
Затримка увімкнення навантаження	5 с – 10 хв
Затримка вимкнення навантаження	0,3 – 15 с
Час спрацювання	0,3 с
Максимальний струм контактів	8 А (AC1)
Максимальний переріз приєднаних провідників	2,5 мм²
Електрична зносостійкість	10 000 циклів
Механічна зносостійкість	1 000 000 циклів
Ступінь захисту	IP20
Ступінь забруднення середовища	3
Висота над рівнем моря	≤2000 м
Діапазон робочих температур	-25...+50 °С
Доп. відносна вологість при 40 °С	≤50% (без конденсації)
Температура зберігання	-25...+55 °С
Габаритні розміри (Ш × В × Г)	75 × 90 × 60 мм
Кількість модулів	4
Країна виробник	Китай
Відповідність стандартам	ДСТУ EN 60730-1:2015, ДСТУ EN 60730-2-7:2015

Рисунок 3.6 – Зовнішній вигляд контролера автоматичного вводу резерву e.control.v13

Головний елемент усієї схеми АВР, призначений для керування комутацією між двома джерелами живлення з можливістю секціонування шин. Контролер e.control.v13 постійно моніторить параметри напруги на обох вводах, аналізує їх відповідність заданим нормам і автоматично формує команди на перемикання навантаження у разі аварійного відключення одного з джерел. При відновленні нормального стану основного вводу – здійснює зворотне переключення. Пристрій

підтримує режими роботи з секціонуванням, має вбудовані індикатори станів вводів і навантаження, а також передбачає налаштування порогових значень напруги, часу затримок та пріоритетності джерел. Це дозволяє забезпечити високу надійність електропостачання критичних споживачів при аварійних ситуаціях у мережі.

На рисунку 3.7 представлена принципова електрична схема АВР.

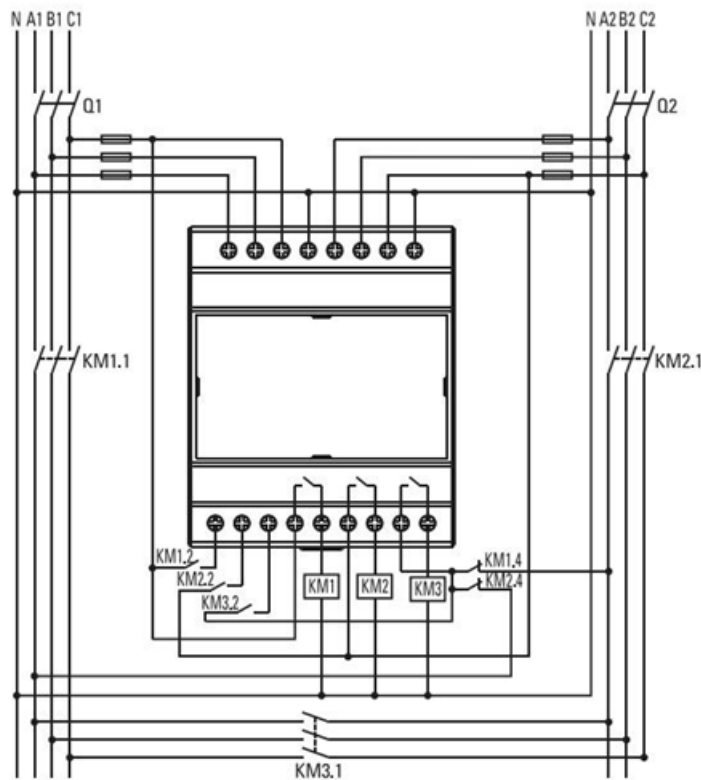


Рисунок 3.7 – Принципова електрична схема АВР

Розроблена схема реалізує повноцінну систему АВР на напругу до 0,4 кВ з номінальним струмом 630 А. Вона забезпечує автоматичне перемикаюче функціонування між двома незалежними джерелами живлення у разі втрати напруги на одному з них шляхом вимкнення відповідного ввідного вимикача та автоматичного замикаючого функціонування секційного, що з'єднує обидві шини трансформаторної підстанції. Система виконує резервування живлення критичних споживачів, таких як насосна пожежогасіння, забезпечує логічне блокування, селективність захисту та дистанційне управління. Усі компоненти підібрані з урахуванням технічних вимог і забезпечують безперервність електропостачання, відповідно до категорії I надійності.

Висновки по розділу 3.

У даному розділі бакалаврської дипломної роботи було розглянуто питання підвищення надійності системи електропостачання шляхом впровадження АВР для живлення споживачів насосної пожежогасіння енергетичного господарства Дністровської ГАЕС.

1. Проведено теоретичний аналіз принципів роботи систем АВР, визначено їх призначення, основні функції, типову структуру та вимоги до технічного виконання. Окрему увагу приділено вимогам нормативних документів щодо живлення споживачів I категорії надійності, що підтвердило доцільність впровадження АВР у трансформаторній підстанції, яка забезпечує електропостачання пожежних насосів потужністю по 200 кВт та супутнього обладнання.

2. У межах практичної частини розділу розроблено структурну та принципову схеми системи АВР з секціонуванням шин 0,4 кВ. Принцип її роботи полягає в автоматичному контролі стану напруги на двох трансформаторах, з автоматичним роз'єднанням несправного вводу та замиканням секційного вимикача для забезпечення резервного живлення всіх споживачів. Такий підхід дозволяє уникнути знеструмлення технологічно важливого обладнання без участі оперативного персоналу.

3. Було підібрано основне обладнання для реалізації АВР: автоматичні вимикачі EB2 630/3E 630A 3p, мотор-приводи MO2 630, керуючі реле ERM2-230ACL та контролер e.control.v13. Проведено технічний аналіз вибраних компонентів та розрахована актуальна вартість реалізації системи.

Розроблена система АВР повністю відповідає вимогам надійності та безпечної експлуатації, забезпечує безперервне живлення критичних споживачів насосної пожежогасіння та істотно підвищує рівень технологічної безпеки енергетичного господарства Дністровської ГАЕС. Запропоноване рішення дозволяє мінімізувати ризики відключення важливих навантажень в аварійних ситуаціях і гарантує стабільність роботи об'єкта.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

У бакалаврській роботі розробляється система електропостачання енергетичного господарства Дністровської ГАЕС. На електромонтерів з обслуговування технологічного обладнання ГЕС впливають за ГОСТ 12.0.003-74 такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [20]:

а) фізичні:

- підвищена та знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена рухомість повітря;
- рухомі машини і механізми, незахищені рухомі елементи виробничого обладнання;
- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря у робочій зоні;
- недостатність природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;
- підвищений рівень вібрації,

в) психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні)
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

4.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта

У приміщенні ГЕС використовується трифазна чотирьохпровідна мережа із заземленою нейтраллю напругою 380/220 В. Відповідно з ГОСТ 12.1.013-78 умови праці за ступенем небезпеки ураження працівників електричним струмом є умовами з підвищеною небезпекою, тому що підлога у робочому приміщенні є струмопровідною.

Згідно із ГОСТ 12.1.030-81, в якості захисту від ураження людей електричним струмом застосовується заземлення. Крім того безпека експлуатації при нормальному режимі роботи забезпечується застосуванням ізолювальних пристроїв, огороженням струмоведучих частин, використанням малих напруг. Особи, що обслуговують електроустановки повинні користуватися ЗІЗ - спецвзуття, рукавиці. Засоби захисту необхідно періодично випробувати, їх слід захищати від механічних пошкоджень, впливу факторів, що погіршують їх діелектричні властивості.

Загальні вимога безпеки до виробничого обладнання встановлені згідно з ГОСТ 12.2.003-74, в якому визначені вимоги до основних елементів конструкції, органів управління і засобів захисту, які входять в конструкцію виробничого обладнання любого виду і призначення.

Електропривід насосів, вентиляторів, іншого обладнання повинний бути виконаний відповідно до Правил устрою електричних установок.

В установках напругою до 1 кВ огороження роблять суцільними. Безпечні відстані між огороженнями і не ізольованими струмоведучими частинами регламентується ПУЕ і в установках до 1 кВ із суцільними огороженнями - 5см. Висота розміщення не огорожених струмоведучих частин залежить від значення напруги і рівня підготовки людей, що працюють з електроустаткуванням. Струмоведучі частини напругою до 1 кВ у місцях, де працюють люди, висота розміщення повинна бути не менше 3,5 м. Постійний контроль за ізоляцією, тому що протягом часу відбувається старіння ізоляції, що може привести до пробоя і створити небезпеку при дотику людини до ізольованих проводів. Використовують наступні кольори для маркування ізоляції: чорна - для силових ланцюгів; червона - для ланцюгів керування.

Обов'язкова установка захисного заземлення та захисного відключення. При роботі з електроустаткуванням використовують основні і додаткові електрозахисні засоби. До основних відносяться: ізолюючі штанги; ізолюючі і струмовимірювальні кліщі; слюсарно-монтажні інструменти з ізолюючим руків'ям. До додаткових відносяться: діелектричні рукавички; переносне заземлення; огорожуючі пристосування; плакати та знаки безпеки.

На ключах керування і приводах роз'єднувачів віддільників і вимикачів навантаження, а також на підставках запобіжників, за допомогою яких може бути подана напруга до місця робіт, вивішують плакат: "Не включати - працюють люди". На вентилях, що закривають доступ повітря в пневматичні приводи таких апаратів, вивішується плакат: "Не відкривати - працюють люди".

Передбачена проектом апаратура повинна експлуатуватися у відповідності з паспортними значеннями номінального струму та напруги. В процесі експлуатації слід постійно контролювати стан контактних сполучень та ізоляції апаратури, відсутність слідів дуги та оплавлення ошиновування, опір ізоляції силових та освітлювальних мереж, правильність підключення. На всіх підготовлених місцях роботи після накладається заземлення вивішується плакат "Працювати тут".

4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

4.2.1 Мікроклімат

Основними нормативними документами, що регламентують параметри мікроклімату виробничих приміщень, є ДСН 3.3.6.042-99 [25].

Мікроклімат цеху характеризується наступними чинниками: температурою повітря, відносною вологістю повітря, швидкістю руху повітря, інтенсивністю теплового випромінювання.

Робота з обслуговування верстатного обладнання відноситься до категорії Пб по важкості праці.

Допустимі норми температури, відносної вологості та швидкості руху повітря в робочій зоні виробничих приміщень приведені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1- Допустимі норми параметрів повітря на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість	Швидкість руху, X
Холодний	Пб	13-23	75	не більше 0,4
Теплий		15-29	70 при 25 °С	0,2-0,5

4.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³.

При роботі технологічного обладнання виділяється пил нетоксичний. При роботі системи вентиляції, провітрюванні у приміщенні може попадати пил та інші шкідливі речовини, які виділяються при технологічних процесах в цеху і знаходяться повітрі навколишнього середовища. Їх ГДК відповідно до [25] наведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 - Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин для повітря атмосфери, в робочій зоні верстатника

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимальн о разова	Середньо добова	
Пил	0,5	0,15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони відповідно до ГОСТу 12.1.004-91. ССБТ проектом передбачені наступні рішення [22]:

- застосування пиловідсмоктуючих агрегатів з рукавними фільтрами, які встановленні безпосередньо на ділянках біля обладнання із яких очищене повітря поступає у виробниче приміщення;
- необхідно проводити контроль за ГДК шкідливих речовин у приміщенні;
- застосовувати природну вентиляцію: організовану і неорганізовану.

4.2.3 Виробниче освітлення

Природне освітлення

ГАЕС знаходиться у Вінницькій області, система природного освітлення цеху відноситься до бокової. Характеристика зорових робіт - середньої точності.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006 розряд зорової роботи IV, підрозряд «в». При боковому суміщеному освітленні КПО(e_h) = 0,9%.

Нормоване значення КПО для даного виробничого приміщення розраховуємо за формулою:

$$e_N = e_h \cdot m_N,$$

m_N - коефіцієнт світлового клімату, $m_N = 0,9$.

Суміщене освітлення ($e_h = 0,9\%$). Отже, $e_N = 0,9 \cdot 0,9 = 0,8\%$.

Природне освітлення одностороннє і здійснюється через вікна, які орієнтовані на північний схід.

Штучне освітлення

Правильна експлуатація установок природного і штучного освітлення відіграє важливу роль для створення високого рівня освітленості в приміщеннях і економії електроенергії, що витрачається на штучне електричне освітлення. Норми освітленості при штучному освітленні занесені до таблиці 4.2

Таблиця 4.2 - Норми освітленості при штучному освітленні

Характеристика зорової роботи	Найменший розмір об'єкта розрізнення	Розряд зорової роботи	Підрозряд зорової роботи	Контраст об'єкта розрізнення з фоном	Характеристика фона	Освітленість, лк	
						Штучне освітлення	
						Комбіноване	Загальне
Середньої точності	Вище 0,5 до 1	IV	в	Середній, малий	Середній, темний	400	200

Для освітлення миючого відділу вибираємо світильники прямого світла ЛПО-02 з двома люмінесцентними лампами. Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 4,5 метра.

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

4.2.4 Виробничий шум

На енергетичного господарства джерелом шуму є обладнання, машини, механізми та верстати - механічний шум.

Шум - це хаотична сукупність різних за силою і частотою звуків, що заважають сприйняттю корисних сигналів і негативно впливають на людину.

Постійна дія сильного шуму може не лише негативно вплинути на слух, але й викликати інші шкідливі наслідки - дзвін у вухах, запаморочення, головний біль, підвищення втоми, зниження працездатності.

Шум має кумулятивний ефект, тобто акустичні подразнення, накопичуючись в організмі людини, все сильніше пригнічують нервову систему. Тому перед втратою слуху від впливу шумів виникає функціональний розлад центральної нервової системи. Особливо шкідливий вплив шуму позначається на нервово-психічній діяльності людини. Процес нервово-психічних захворювань вищий серед осіб, що працюють у гомінких умовах, ніж у людей, що працюють у нормальних звукових умовах.

Відповідно до [28] рівень звука вимірюється в децибелах і визначається по формулі:

$$L = 10\lg(I/I_0) = 10\lg(p/p_0) = 10\lg(U/U_0) \quad (4.1)$$

де L - рівень шуму, дБ;

p - звуковий тиск, Па;

U_0 - коливальна швидкість, 5-10 м/с;

P_0 - нульове значення звукового тиску, умовно прийняте рівним $2 \cdot 10^5$ Па.

При санітарно-гігієнічному нормуванні шуму використовують два методи:

-нормування за гранично допустимим спектром шуму;

-нормування рівня звуку за шкалою А шумоміра.

За характером спектру шум - широкопasmовий з безперервний спектром

шириною більше октави; за тональною характеристикою постійний; за походженням - гідродинамічний.

Допустимі рівні звукового тиску, рівні звуку і еквівалентні рівні звуку на робочих місцях приймаються за вимогами СН 32.23-85 і наведені в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 - Допустимі рівні звукового тиску

Робоче місце	Рівні звукового тиску в октавних смугах з середньогометричними частотами, Гц									Рівні звукового тиску, ДБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
На постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Для зменшення рівня шуму до допустимого в цеху двигуни виконуються в металевому кожусі, а також виконують змащення, застосовують пластмасові деталі, використовують протишумні навушники, які закривають вушну раковину.

4.2.5 Виробничі вібрації

Вібрацією називають механічні коливання пружних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно статичного стану. Загальна вібрація передається на тіло через опорні поверхні людини, що стоїть чи сидить (підшви ніг або сидниці).

В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, м/с 10^{-2} , знаменнику - логарифмічні рівні вібрації, дБ.

Основними методами колективного віброзахисту є зниження вібрації шляхом дії на джерело виникнення: відстрочка від режиму резонанс; динамічне гасіння коливань, заміна конструктивних елементів уставок і будівельних конструкцій. Засоби індивідуального захисту діляться на засоби для ніг, рук та тіла працюючого.

Таблиця 4.4 - Допустимі рівні вібрації на постійних місцях

Вид вібрації	Октавні смуги з середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація:	<u>1,3</u> 108	<u>0,45</u> 99	<u>0,22</u> 93	<u>0,2</u> 92	<u>0,2</u> 92	<u>0,2</u> 92	-	-	-	-
На постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях										

4.3 Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують ССБТ «Пожежна безпека. Загальні вимоги». Типові правила пожежної безпеки для промислових підприємств і інструкції на окремих об'єктах.

Приміщення ГЕС, де розташований гідрогенератор, за вибухонебезпечністю та пожежонебезпечністю відноситься до категорії Д - негорючі речовини і матеріали в холодному стані.

Таблиця 4.5 - Мінімальні межі вогнестійкості та мінімальні межі розповсюдження полум'я по будівельних конструкціях.

	Стіни				Колони	Сходові клітини, балки, марші	Плити, настили та інші несучі конструкції, перекриття	Елементи перекриття	
	Несучі	Самонесучі	Зовнішні несучі	Внутрішні несучі				Плити настили і прогони	Балки, ферми
II	2/0	1/0	0,25/0	0,25/0	2/0	1/0	0,75/0	0,25/0	0,25/0

Найбільшу відстань до евакуаційного виходу визначаємо за об'ємом приміщення та ступені вогнестійкості будівлі.

В проектуваному приміщенні, відстань при щільності людського потоку в загальному проході, чол/м² наступна: до 1 - 100 м².

Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів показана в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 - Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів

Об'єм приміщення, тис. м ³	Категорія приміщення	Ступінь вогнестійкості будівлі	Кількість людей на 1 м ширини Евакуаційного виходу(дверей)
2940	Д	II	100

На території ГЕС встановлено 1 пожежний щит. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м х 2м – 1 шт., гаки – 3 шт, лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт.

Ящик для піску має місткість 3м³ та укомплектований совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

ВИСНОВКИ

У результаті виконання бакалаврської дипломної роботи, яка була присвячена розробці системи електропостачання енергетичного господарства Дністровської гідроакумулювальної електричної станції, було отримано наступні результати:

1. Проаналізовано організаційну структуру та технологічний процес енергетичного господарства, що дозволило визначити характер електроприймачів і режим їх роботи, обґрунтувавши віднесення споживачів до I категорії надійності через критичність їх функцій.

2. Виконано розрахунок електричних навантажень основних та допоміжних енергетичних об'єктів станції. Обґрунтовано доцільність класу напруги 10 кВ для живлення СЕП енергетичного господарства, враховуючи наявну інфраструктуру, що дозволило уникнути додаткових витрат на створення нових високовольтних вузлів та забезпечити резервування згідно з вимогами I категорії надійності. Проведено аналіз варіантів конфігурації трансформаторних підстанцій. На основі техніко-економічного порівняння обрано рішення на базі однієї двотрансформаторної підстанції з трансформаторами ТМ-630/10, що дозволяє забезпечити необхідний рівень резервування при оптимальних капітальних та експлуатаційних витратах.

3. Розроблена СЕП передбачає живлення ТП від ЗРУ-10 кВ. Проведено вибір живильних ліній та обґрунтовано використання кабелів АПвЭгаПу-10 3×95 для живлення ТП від ЗРУ-10 кВ довжиною 50 м. Проведено перевірку обраних ліній живлення на допустимий струм і термічну стійкість до струмів КЗ. Розрахунки підтвердили правильність вибору перерізу та типу кабелю. Обрано захисні апарати, а саме вакуумні вимикачі ВВ/TEL-10-12,5/630 та виконано перевірку їх на здатність відключення струмів КЗ, що виникають на шинах ЗРУ-10 кВ з врахуванням впливу гідрогенераторів ГАЕС.

4. Проаналізовано та спроектовано СЕП внутрішньоцехової мережі насосної пожежегасіння. Обрано ефективну схему живлення та обладнання. Виконано розрахунок струмів короткого замикання цехової мережі та перевірено комутаційну здатність та умови селективності автоматичних вимикачів..

5. В науково-дослідній частині дипломної роботи проведено теоретичний аналіз принципів роботи систем АВР, визначено їх призначення, основні функції, типову структуру та вимоги до технічного виконання. Окрему увагу приділено вимогам систем АВР, які призначені для здійснення живлення споживачів I категорії надійності, що підтвердило доцільність впровадження АВР у трансформаторній підстанції, яка забезпечує електропостачання енергетичного господарства ГАЕС. На основі отриманих теоретичних положень спроектовано систему АВР, для підвищення надійності спроектованої СЕП. Принцип розробленої системи АВР полягає в автоматичному контролі стану напруги на двох трансформаторах, з автоматичним роз'єднанням несправного вводу та замиканням секційного вимикача для забезпечення резервного живлення всіх споживачів на шинах 0,4 кВ. Такий підхід дозволяє уникнути знеструмлення технологічно важливого обладнання без участі оперативного персоналу. Було підібрано основне обладнання для реалізації АВР: автоматичні вимикачі EB2 630/3E 630A 3p, мотор-приводи MO2 630, керуючі реле ERM2-230ACL та контролер e.control.v13. Проведено технічний аналіз вибраних компонентів та розрахована актуальна вартість реалізації системи АВР за допомогою даного обладнання.

Запропоновані проектні рішення повністю відповідають вимогам надійності, енергоефективності та безпеки експлуатації для об'єктів критичної інфраструктури. Реалізація розробленої системи АВР дозволяє суттєво знизити ризики відключення пожежних насосів, забезпечити стабільність технологічних процесів і підвищити загальний рівень техногенної безпеки об'єкта.

Результати роботи можуть бути використані при модернізації електропостачання інших енергетичних або промислових об'єктів з підвищеними вимогами до надійності.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с
2. Правила улаштування електроустановок (перше переглянуте, перероблене, доповнене та адаптоване до умов України видання). – Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2017, 617 с.
3. Офіційний сайт «Укргідроенерго». URL: <https://uhe.gov.ua/> (дата звернення: 17.05.2025).
4. Бурбело, М. Й. Розрахунок внутрішнього електропостачання : навчальний посібник / Бурбело М. Й. – Вінниця : ВНТУ, 2017. – 123 с.
5. Бурбело, М. Й. Спеціальні питання електропостачання: електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання / Бурбело М. Й. – Вінниця : ВНТУ, 2024. – 89 с.
6. Трансформатори силові. URL: <http://www.budnet.com.ua/aboutcommodity.php?FirmCommodityID=4099> (дата звернення: 17.05.2025).
7. Демов О.Д. Економія електроенергії на промислових підприємствах : монографія. Вінниця : ВНТУ, 2006. 95 с.
8. Офіційний сайт ПАТ «Завод Південкабель». URL: <http://www.yuzhcable.info> (дата звернення: 17.10.2025).
9. СОУ НЕК 03.120.4-14:2021 Норми якості електричної енергії в магістральних та міждержавних електричних мережах НЕК Укренерго. [Чинний від 03.02.2021]. Науково-технічний центр електроенергетики «НЕК «Укренерго», 2021. 316 с. (Інформація та документація).
10. ДСТУ ІЕС/TR 60909-4:2008 (ІЕС/TR 60909-4:2000, IDT): 2008. Національний стандарт України. Струми короткого замикання в трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання. . [Чинний від 01.01.2008]. Київ, 2008. 82 с. (Інформація та документація).

11. Тарифи ПАТ "Вінницяобленерго" : веб-сайт. URL: <http://www.voe.com.ua/consumers/individuals/fees> (дата звернення: 15.05.2025).
12. Силові вимикачі. URL: <http://www.budnet.com.ua/aboutcommodity.php?FirmCommodityID=4099> (дата звернення: 18.05.2025).
13. РТМ 36.18.32.4-92:1993. Методика розрахунку елек/ навантаження. 9 с.
14. Промислові автоматичні вимикачі ЕВ та ЕВ2. URL: <https://www.eti.ua/produktsiya-ua/etibreak/eb2/> (дата звернення: 16.05.2025).
15. Ягуп В. Г., Ягуп К. В. Моделювання та оптимізація режимів систем енергопостачання та електроспоживання : навч. посібник. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2019. 183 с.
16. Кирилинко О. В. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими. Інститут електродинаміки НАН України.– Київ, 2016. – 400 с.
18. Конфігуратор пристроїв АВР компанії ЕТІ [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://ats.eti-support.eu/uk>
18. ДСТУ EN 60947-6-1:2016. Апаратура розподілу та керування низьковольтна. Частина 6-1. Багатофункціональні пристрої керування. Автоматичні перемикачі джерел живлення (EN 60947-6-1:2005, IDT). – [Київ]: ДП «УкрНДНЦ», 2017. – 36 с.
19. Кобилянський О.В., Терещенко О.П. Методичні вказівки відносно опрацювання розділу "Охорона праці" в дипломних проектах и роботах студентів електротехнічних спеціальностей: навч. Посіб. Вінниця, ВНТУ, 2003. 46 с.
20. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.
21. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->.
22. ДБН А.3.2-2-2009. ССБП. Охорона праці і промислова безпека у

будівництві. Основні положення. URL: https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn_a322_2009/1-1-0-945.

23. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

24. НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок (Правила устройства электроустановок. Электрооборудование специальных установок). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0272203-01#Text>.

25. ДСН 3.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. URL: <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=1972>.

26. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.

27. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885

28. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.

29. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/rada/show/va039282-99>.

30. НАПБ А.01.001-14. Правила пожежної безпеки в Україні. К. : МВС України, 2014. 47 с.

31. ДСТУ 8828:2019 Пожежна безпека. Загальні положення. URL: <https://dwg.ru/dnl/15125>.

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

33. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. URL: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002.pdf.

ДОДАТКИ

Додаток А ВИХІДНІ ДАННІ

РОЗРОБКА СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ГОСПОДАРСТВА ДНІСТРОВСЬКОЇ ГІДРОАКУМУЛЮВАЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ

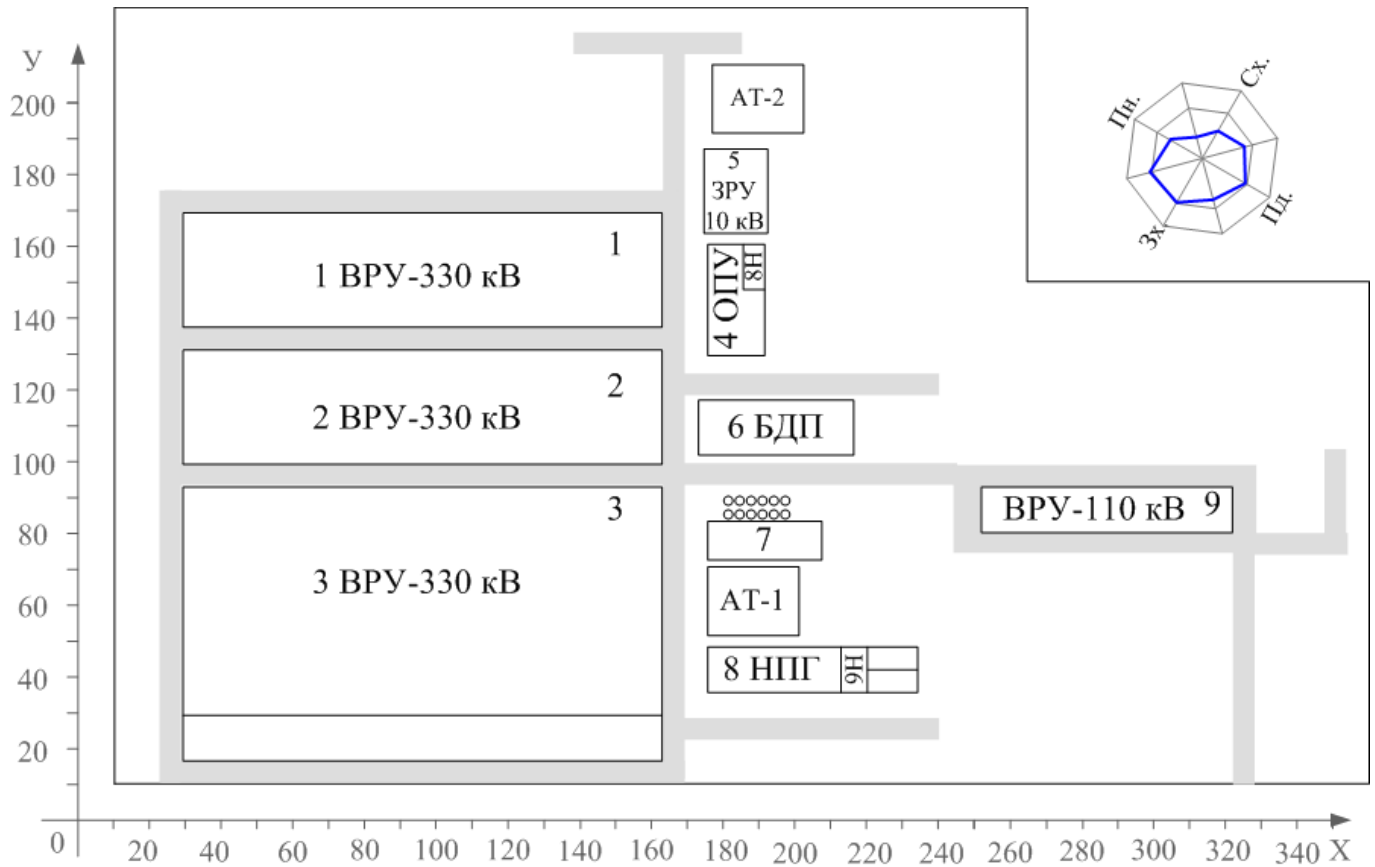


Рисунок 1 – Генплан «Дністровська ГАЕС»

Таблиця 1.1 – Відомості про електричні навантаження енергетичного господарства

№ п/п	Назва цеху	Р _н , кВт
1.	1 ВРУ-330 кВ	87
2.	2 ВРУ-330 кВ	95
3.	3 ВРУ-330 кВ	98
4.	ОПУ (оперативний пункт управління)	74
5.	ЗРУ-10	65
6.	БДП (будинок допоміжного персоналу)	60
7.	Компресорна ВРУ	104
8.	НПГ (насосна пожежогасіння)	103
9.	ВРУ-110 кВ	88
10(1).	Насос пожежегасіння 1	200
11(2).	Насос пожежегасіння 2	200
12(3).	Насос пожежегасіння 3	200

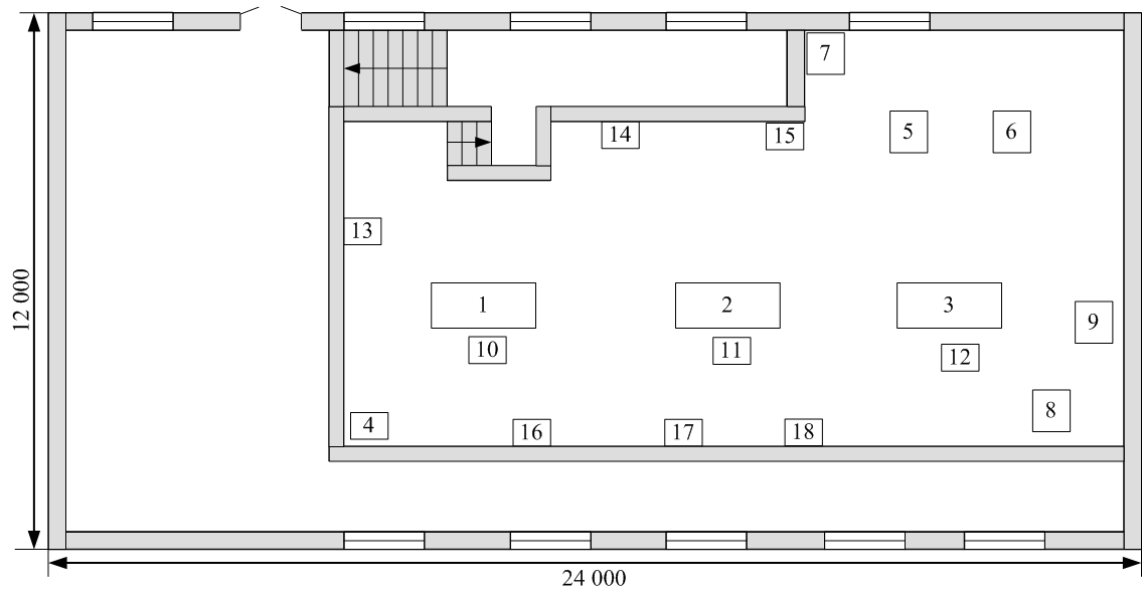


Рисунок 2 – План насосної пожежогасіння (№8 на генплані енергетичного господарства)

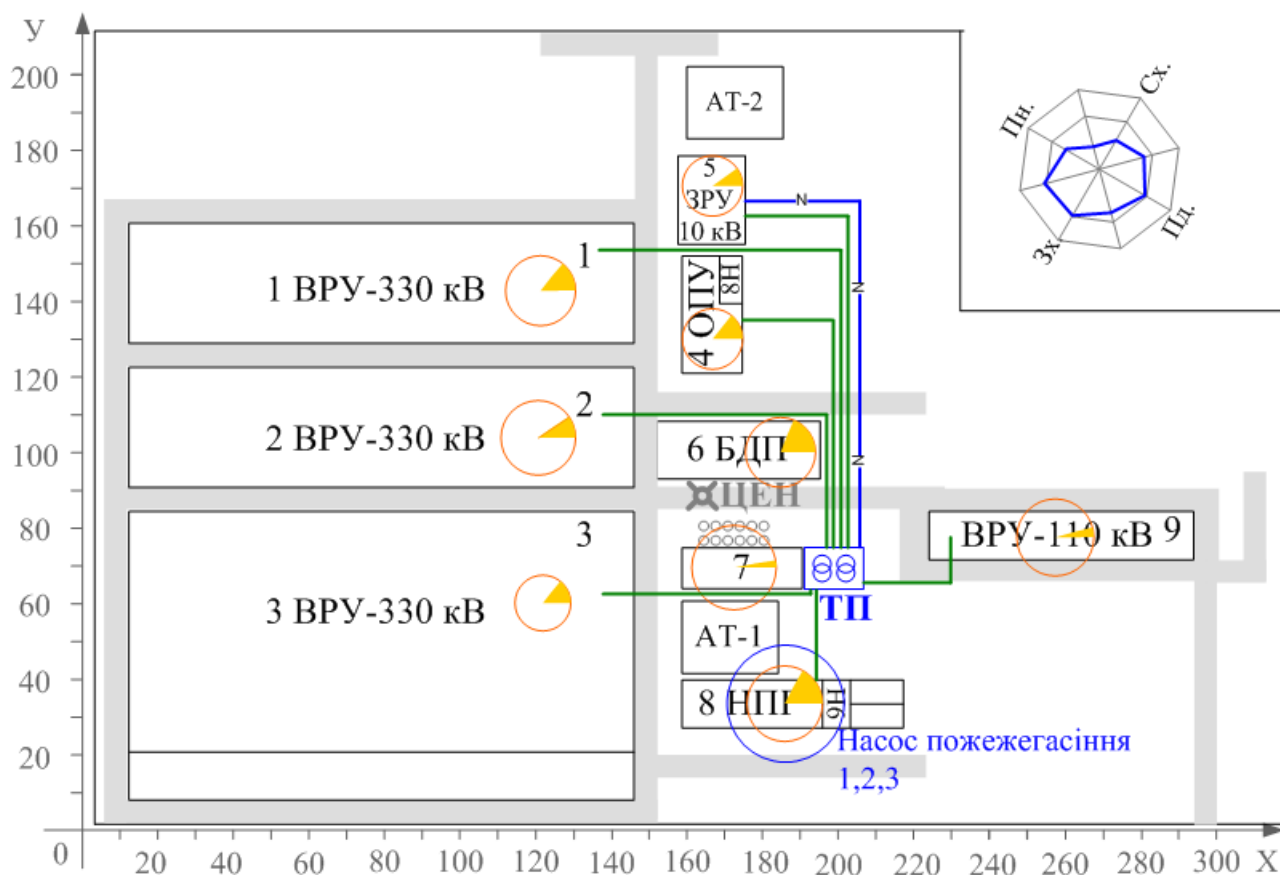
Таблиця 2 – Електричні насосної пожежогасіння

№ п/п на плані	Назва електроприймача	Р _{вст.}	Кількість
1-3	Насос пожежогасіння	200	3
4	Зварювальний пост	8	1
5-6	Дренажний насос	11	2
7-9	Вентилятор	10,5	3
10-12	Засувка насоса пожежогасіння	2	3
13-18	Опалювальний пристрій	6	6

Додаток Б ГРАФІЧНА ЧАСТИНА

**РОЗРОБКА СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
ЕНЕРГЕТИЧНОГО ГОСПОДАРСТВА
ДНІСТРОВСЬКОЇ ГІДРОАКУМУЛЮВАЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ**

План енергетичного господарства із силовими розподільчими, та живильними мережами



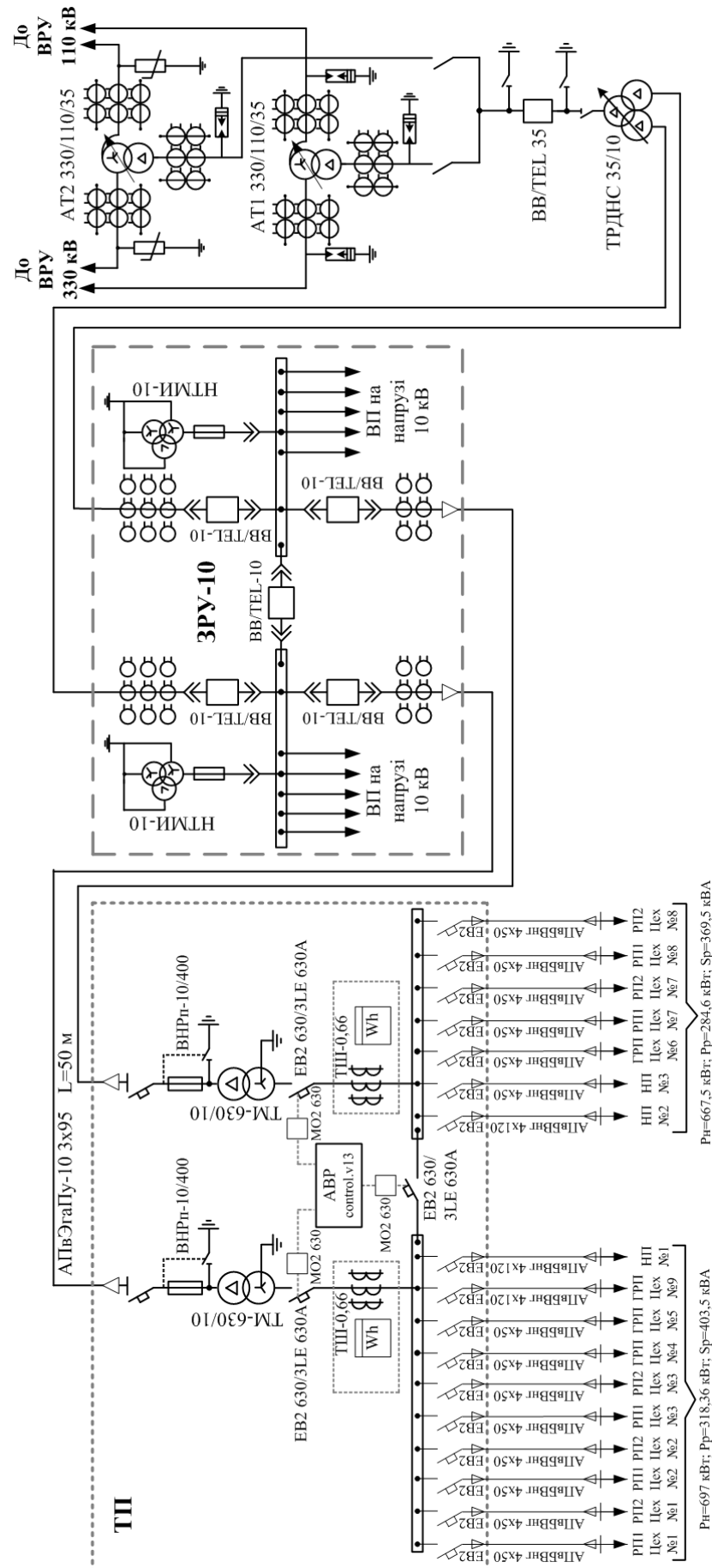
Експлікація будівель та споруд

№	Найменування	Р _н , кВт
1	1 ВРУ-330 кВ	87
2	2 ВРУ-330 кВ	95
3	3 ВРУ-330 кВ	98
4	ОПУ (оперативний пункт управління)	74
5	ЗРУ-10	65
6	БДП (будинок допоміжного персоналу)	60
7	Компресорна ВРУ	104
8	НПП (насосна пожежегасіння)	103
9	ВРУ-110 кВ	88
10	Насос пожежегасіння 1	200
11	Насос пожежегасіння 2	200
12	Насос пожежегасіння 3	200

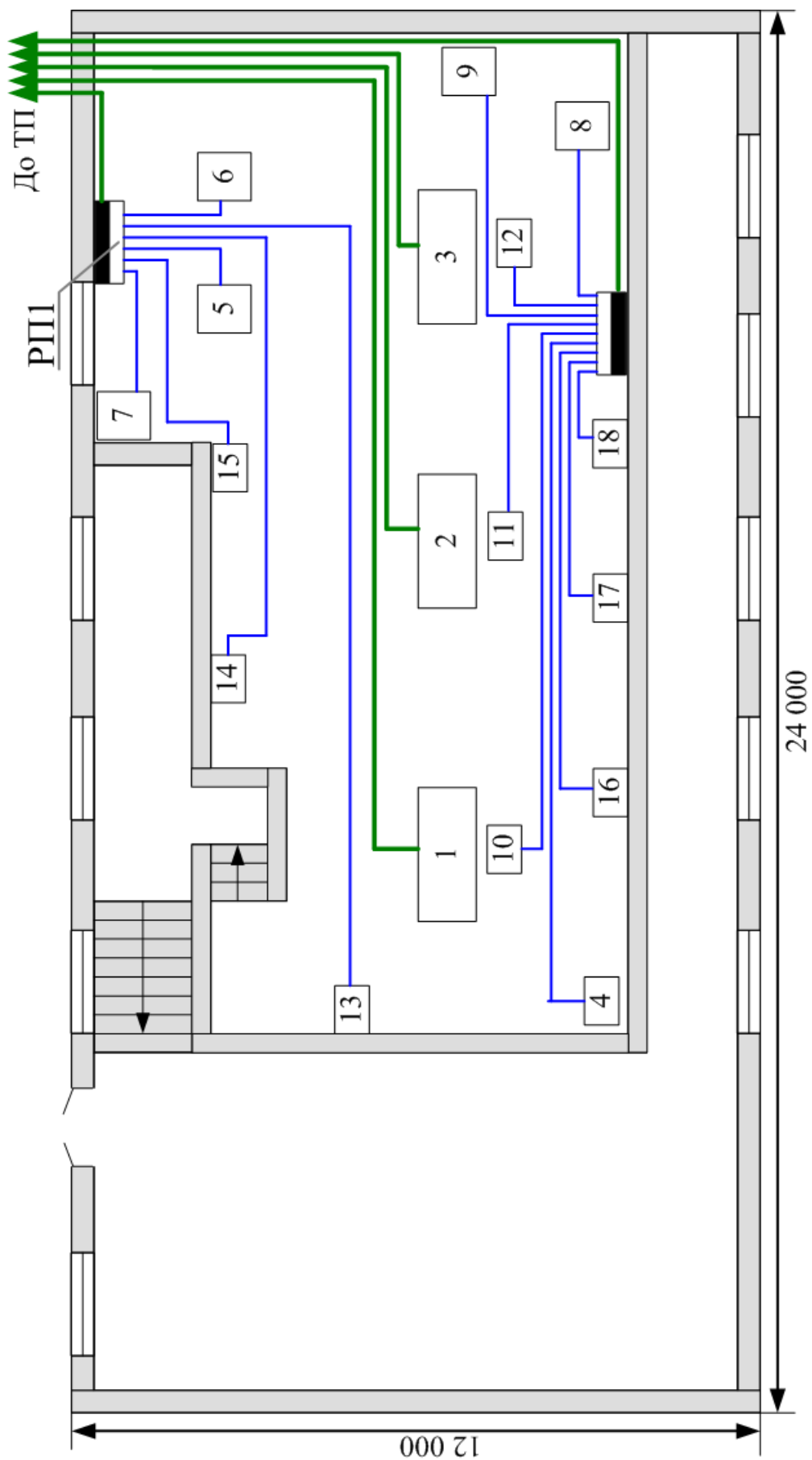
Таблиця умовних позначень

Позначення	Найменування
⊗⊗	ТП
—N—	Кабельні лінії 10 кВ
—	Кабельні лінії 0,4 кВ

Однолінійна схема електропостачання енергетичного господарства



План електропостачання цеху



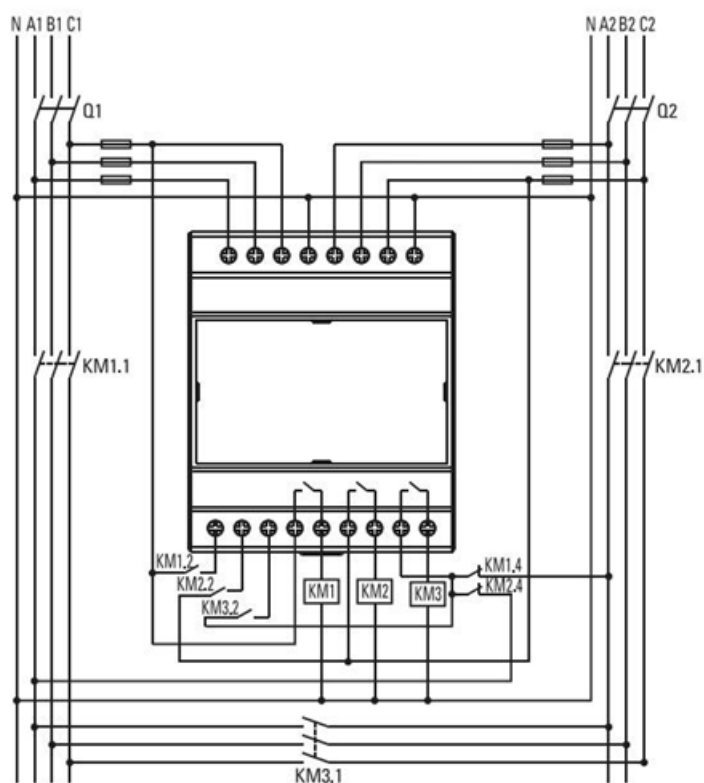
Розрахунково-монтажна таблиця електропостачання цеху

ТП	Захист				Розподільна лінія				РП	Захист				Розподільна лінія				ЕП		Найменування ЕП				
	Тип АВ	Ін. А	Ін. розм., А	Іс. в., А	Ір. А	Прокладання	Марка ЛК	Переріз ЛК		Ізоп. А	Тип АВ	Ін. А	Іс. в., А	Ір. А	Прокладання	Марка ЛК	Переріз ЛК	Ізоп. А	Ір. А		№			
	ЕВ2 250/3Л 125А	125	125	700	59.2	В землі	АЛПвБВнг	4х50	146		РП1	ЕВ 100/3Л 32А	32	300	19.7	Відкрито	АВВГ'нг	4х6	34	98.3	11	5.6	Дренажний насос	
												ЕВ 100/3Л 32А	32	300	18.8	Відкрито	АВВГ'нг	4х6	34	93.8	10.5			
													ЕВ 100/3Л 25А	25	250	9.1	Відкрито	АВВГ'нг	4х4	26	45.6			6
																								7
																				113-15	Опалювальний пристрій			
	ЕВ2 250/3Л 125А	125	125	700	56.8	В землі	АЛПвБВнг	4х50	146		РП2	ЕВ 100/3Л 32А	32	300	14.3	Відкрито	АВВГ'нг	4х6	34	71.5	8	4	Зварювальний пост	
												ЕВ 100/3Л 32А	32	300	18.8	Відкрито	АВВГ'нг	4х6	34	93.8	10.5			
													ЕВ 100/3Л 25А	25	250	3.8	Відкрито	АВВГ'нг	4х4	26	19			2
													ЕВ 100/3Л 25А	25	250	9.1	Відкрито	АВВГ'нг	4х4	26	45.6			6
																				10-12	Засувка насоса пожежогасіння			
																				16-18	Опалювальний пристрій			

Реалізація автоматичного вводу резерву

Таблиця обладнання АВР

№	Мітка	Найменування	К-сть	Ціна, грн	Вартість, грн
1	Q1, Q2, Q3	EB2 630/3E 630A 3р	3	38 960	116 880
2	M1, M2, M3	MO2 630, AC100-240V	3	39 850	119 550
3	K1, K2, K3	ERM2-230ACL	3	317	950
4		E.Next e.control.v13	1	10 650	10 650
		РАЗОМ			248 000



Принципова електрична схема АВР

**Додаток В ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ)
РОБОТИ**

**РОЗРОБКА СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
ЕНЕРГЕТИЧНОГО ГОСПОДАРСТВА
ДНІСТРОВСЬКОЇ ГІДРОАКУМУЛЮВАЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ**

Додаток Б

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розробка системи електропостачання енергетичного господарства
Дністровської Гідроакумулювальної електричної станції

Тип роботи: Бакалаврська дипломна робота

Підрозділ: Кафедра електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного
менеджменту

Показники звіту подібності Unichesk

Оригінальність 84% Схожість 16%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

- ☐ 1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ 2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
- ☐ 3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку Лобода Ю.В.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unichesk щодо роботи.

Автор роботи Мартиненко Д. В.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Керівник роботи Бурбело М.Й.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Додаток Г ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

**РОЗРОБКА СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
ЕНЕРГЕТИЧНОГО ГОСПОДАРСТВА
ДНІСТРОВСЬКОЇ ГІДРОАКУМУЛЮВАЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ**

Бакалаврська дипломна робота
на тему

**Розробка системи електропостачання
енергетичного господарства
Дністровської Гідроакмулювальної електричної станції**

Виконав: студент 2 курсу, гр. Е-23мсз
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

Мартиненко Данило Володимирович

Науковий керівник:
Бурбело Михайло Йосипович ,
доктор технічних наук, професор

Мета та задачі бакалаврської дипломної роботи 2

Мета і задачі дослідження. Метою дипломної роботи є розробка надійної, ефективної та безпечної СЕП енергетичного господарства Дністровської ГАЕС.

Об'єктом дослідження є система електропостачання енергетичного господарства Дністровської ГАЕС.

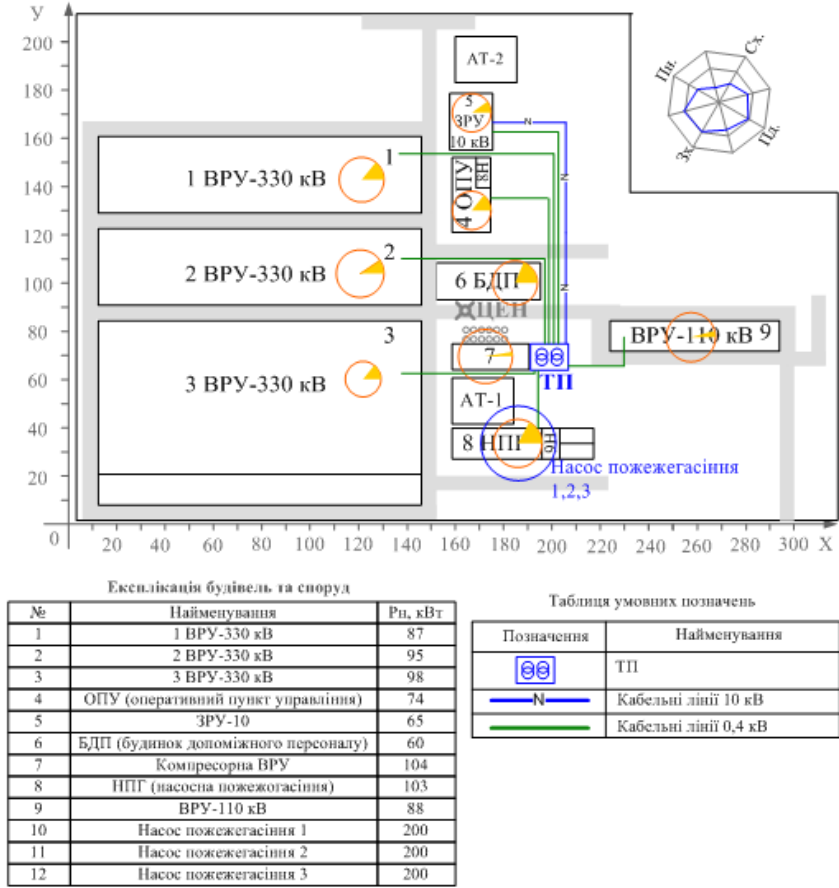
Предметом дослідження виступає підвищення надійності живлення технологічно важливих споживачів, шляхом впровадження систем автоматизації.

Методи дослідження. У роботі застосовувалися методи розрахунку електричних навантажень за коефіцієнтами попиту, а також методи вибору та перевірки ліній живлення та захисної апаратури.

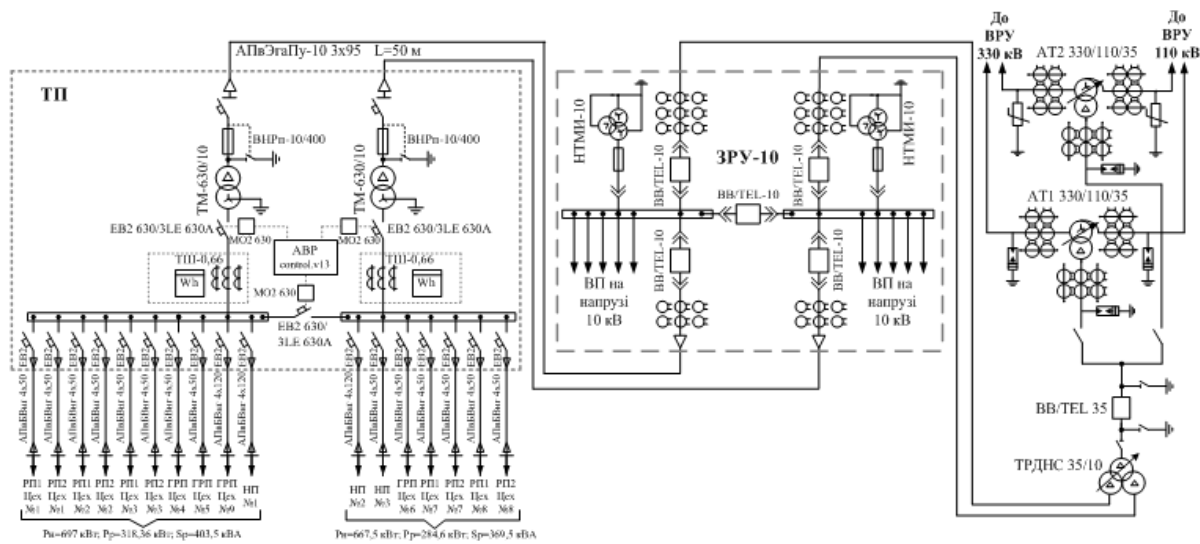
Наукова новизна. Основним результатом наукової роботи є розроблена система автоматичного введення резерву для шин 0,4 кВ трансформаторної підстанції, що забезпечує електропостачання споживачів I категорії надійності енергетичного господарства Дністровської ГАЕС. Система реалізує автоматичний контроль стану напруги на двох трансформаторах, у разі виходу з ладу одного із джерел живлення АВР здійснює роз'єднання несправного вводу та замикання секційного вимикача з метою забезпечення резервного живлення на шинах 0,4 кВ від джерела живлення, яке залишилось в роботі. Проведено теоретичний аналіз принципів роботи систем АВР, визначено їх структуру, функції та технічні вимоги. На основі отриманих теоретичних положень обґрунтовано доцільність впровадження АВР для живлення енергетичного господарства ГАЕС. Підібрано обладнання для реалізації системи АВР та розраховано вартість її впровадження.

Практична цінність роботи полягає у створенні проектного рішення для підвищення надійності та технологічної безпеки системи електропостачання Дністровської ГАЕС. Запропонована система АВР забезпечує автоматичне резервування живлення споживачів I категорії та може бути впроваджена на аналогічних об'єктах енергетичної інфраструктури.

План підприємства із силовими розподільчими, та живильними мережами 3

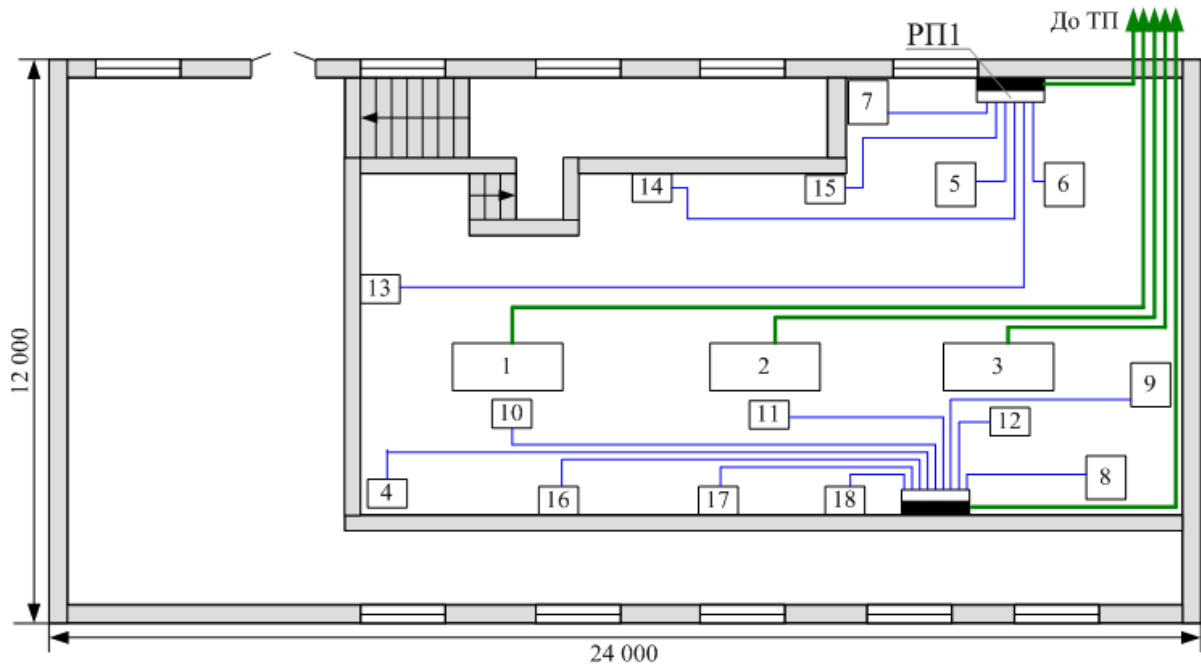


Однолінійна схема електропостачання енергетичного господарства 4



План електропостачання цеху

5



Розрахунково-монтажна таблиця електропостачання цеху

6

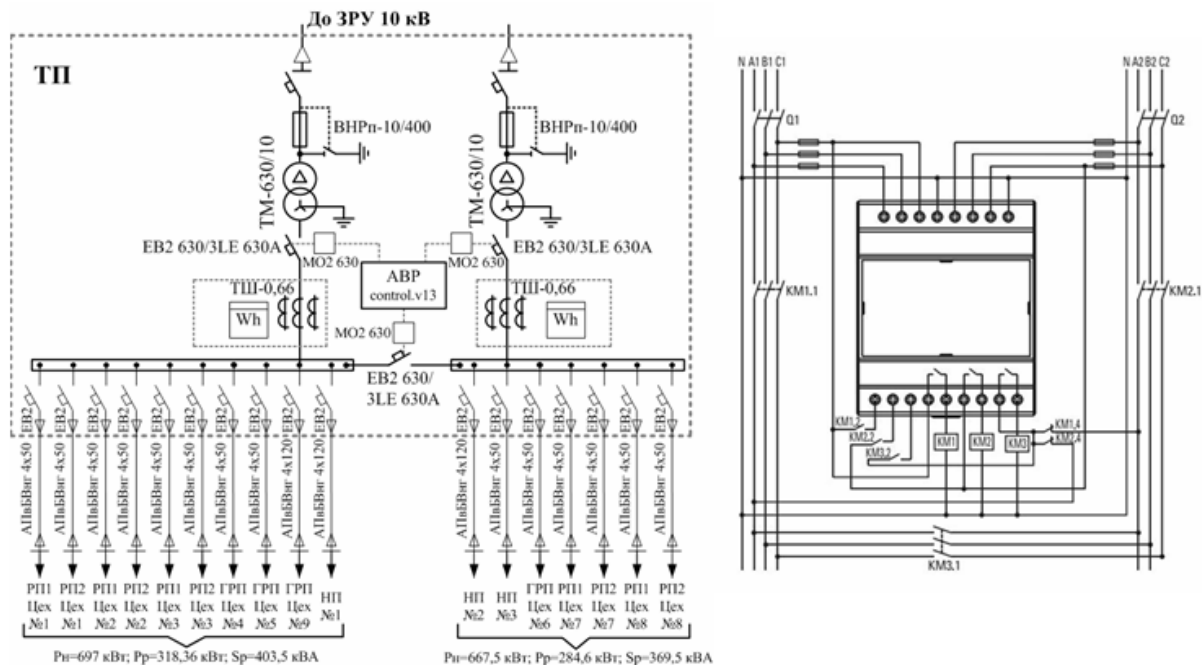
ТП	Захист				Розподільча лінія					РП
	Тип АВ	Ін. А	Ін. розч., А	Іс. в., А	Ір. А	Прокладання	Марка ЛЖ	Переріз ЛЖ	Ідоп. А	
	ЕВ2 250/3Л 125А	125	125	700	59,2	В землі	АПвБВнг	4х50	146	РП1
	ЕВ2 250/3Л 125А	125	125	700	56,8	В землі	АПвБВнг	4х50	146	РП2

РП	Захист				Розподільча лінія				ЕП		№	Найменування ЕП
	Тип АВ	Ін. А	Ін. розч., А	Іс. в., А	Ір. А	Прокладання	Марка ЛЖ	Переріз ЛЖ	Ідоп. А	Іпуск. А	Рн, кВт	
РП1	ЕВ 100/3Л 32А	32	32	300	19,7	Відкрито	АВВГ'нг	4х6	34	98,3	11	5, 6 Дренажний насос
	ЕВ 100/3Л 32А	32	32	300	18,8	Відкрито	АВВГ'нг	4х6	34	93,8	10,5	7 Вентилятор
	ЕВ 100/3Л 25А	25	25	250	9,1	Відкрито	АВВГ'нг	4х4	26	45,6	6	13-15 Опалювальний пристрій
	ЕВ 100/3Л 32А	32	32	300	14,3	Відкрито	АВВГ'нг	4х6	34	71,5	8	4 Зварювальний пост
РП2	ЕВ 100/3Л 32А	32	32	300	18,8	Відкрито	АВВГ'нг	4х6	34	93,8	10,5	18, 9 Вентилятор
	ЕВ 100/3Л 25А	25	25	250	3,8	Відкрито	АВВГ'нг	4х4	26	19	2	10-12 Засувка насоса пожежогасіння
	ЕВ 100/3Л 25А	25	25	250	9,1	Відкрито	АВВГ'нг	4х4	26	45,6	6	16-18 Опалювальний пристрій
	ЕВ 100/3Л 25А	25	25	250	9,1	Відкрито	АВВГ'нг	4х4	26	45,6	6	

Реалізація автоматичного вводу резерву

7

№	Мітка	Найменування	К-сть	Ціна, грн	Вартість, грн
1	Q1, Q2, Q3	EB2 630/3E 630A 3р	3	38 960	116 880
2	M1, M2, M3	MO2 630, AC100-240V	3	39 850	119 550
3	K1, K2, K3	ERM2-230ACL	3	317	950
4		E.Next e.control.v13	1	10 650	10 650
		РАЗОМ			248 000



Висновки по роботі

8

В науково-дослідній частині дипломної роботи проведено теоретичний аналіз принципів роботи систем АВР, визначено їх призначення, основні функції, типову структуру та вимоги до технічного виконання. Особливу увагу приділено вимогам систем АВР, які призначені для здійснення живлення споживачів I категорії надійності, що підтвердило доцільність впровадження АВР у трансформаторній підстанції, яка забезпечує електропостачання енергетичного господарства ГАЕС. На основі отриманих теоретичних положень спроектовано систему АВР, для підвищення надійності спроектованої СЕП. Принцип розробленої системи АВР полягає в автоматичному контролі стану напруги на двох трансформаторах, з автоматичним роз'єднанням несправного вводу та замиканням секційного вимикача для забезпечення резервного живлення всіх споживачів на шинах 0,4 кВ. Такий підхід дозволяє уникнути знеструмлення технологічно важливого обладнання без участі оперативного персоналу. Було підібрано основне обладнання для реалізації АВР: автоматичні вимикачі EB2 630/3E 630A 3р, мотор-приводи MO2 630, керуючі реле ERM2-230ACL та контролер e.control.v13. Проведено технічний аналіз вибраних компонентів та розрахована актуальна вартість реалізації системи АВР за допомогою даного обладнання.

Запропоновані проектні рішення повністю відповідають вимогам надійності, енергоефективності та безпеки експлуатації для об'єктів критичної інфраструктури. Реалізація розробленої системи АВР дозволяє суттєво знизити ризики відключення пожежних насосів, забезпечити стабільність технологічних процесів і підвищити загальний рівень техногенної безпеки об'єкта.

Проаналізовані стандарти охорони праці та електробезпеки. Проведено аналіз стабільності роботи бота на робочому місці підприємства під впливом іонізуючого випромінювання та електромагнітних імпульсів.