

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)
прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)
електричної інженерії
(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(назва освітнього ступеня)

на тему: **Розробка заходів забезпечення надійності роботи електричного обладнання хімічного цеху нафтопереробного заводу**

Виконав: студент (ка) 6 курсу, групи ЕЕм-61

спеціальності 141–

електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

Шандрук А. В.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник

Буняк О.А.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

Вакуленко О.О.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри

Тарасенко М.Г.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет _____ прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)
Кафедра _____ електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕІ
_____ Тарасенко М. Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)
“ 02 ” вересня 2020 р.

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня _____ магістр
(назва освітнього ступеня)
за спеціальністю _____ електричної інженерії
(шифр і назва спеціальності)
студенту _____ Гапонюк Анастасії Валеріївни
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розробка заходів забезпечення надійності роботи електричного обладнання хімічного цеху нафтопереробного заводу

Керівник роботи _____ Буняк Олег Андронікович, к.т.н., доцент _____,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від “01” вересня 2020 р. № 4/7-619

2. Термін подання студентом завершеної роботи _____ 15 грудня 2020 року

3. Вихідні дані до роботи Однолінійна схема електропостачання. Паспортні дані електроенергетичного обладнання. Графіки добових (річних) навантажень. Дані обліку електричної енергії.

4. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)
Вступ. 1. Аналітичний розділ. 2. Розрахунково-дослідницький розділ. 3. Проектно-конструкторський розділ. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Загальні висновки до кваліфікаційної роботи. Перелік посилань.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

Картограма електричних навантажень цеху. Однолінійна схема системи електропостачання цеху. План освітлювальної мережі цеху. Конструкція ТП 6/0.4 кВ. Схема пристрою автоматичного введення резерву на двох трансформаторних підстанціях цеху.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці	к.т.н., доцент Гурик О.Я.		
Безпека в надзвичайних ситуаціях	старший викладач Клепчик В.М.		

7. Дата видачі завдання 02 вересня 2020 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз літературних джерел та патентний пошук	01.07.20 - 31.07.20	
2	Аналітичний розділ	15.07.20 - 01.08.20	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	01.08.20 - 15.09.20	
4	Проектно-конструкторський розділ	15.09.20 - 15.10.20	
5	Заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях	01.10.20 - 15.10.20	
6	Формування пояснювальної записки та плакатів по кваліфікаційній роботі	15.10.20 - 15.12.20	
7	Попередній захист кваліфікаційної роботи	15.12.19 - 20.12.19	

Студент

_____ (підпис)

Гапонюк А. В.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Буняк О. А.

_____ (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕм-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2020.

У кваліфікаційній роботі розглянуті питання забезпечення надійності системи електропостачання хімічного цеху нафтопереробного заводу.

На основі аналізу режимів роботи електричного обладнання хімічного цеху запропоновано встановлення трьох двох трансформаторних підстанцій з оптимальними за навантаженнями потужністю.

Розроблена схема освітлювальної мережі цеху з проведенням заміни ламп розжарювання на дугові ртутні лампи денного світла.

Здійснено розрахунок силової розподільчої мережі з вибором перерізів жил низьковольтних кабелів.

Проведений розрахунок забезпечення балансу реактивної потужності та за дисконтними витратами визначено місце встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності на стороні $0,4\text{кВ}$.

Для забезпечення надійності роботи електричного обладнання хімічного цеху проведено вибір релейного захисту й автоматики.

Запропоновані заходи з охорони праці та безпеки роботи в надзвичайних ситуаціях.

Ключові слова: електричне навантаження, забезпечення надійності, баланс реактивної потужності.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	8
1.1 Аналіз заходів забезпечення надійності роботи електричного обладнання промислового підприємства	9
1.2 Аналіз електричного обладнання хімічного цеху нафтопереробного заводу	16
1.3 Висновки до першого розділу	17
2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	18
2.1 Розрахунок електричних навантажень	18
2.2 Побудова картограми навантажень та місця розташування ТП	22
2.3 Вибір потужності трансформаторів цехових підстанцій	25
2.4 Розробка та вибір схеми електропостачання	26
2.5 Розрахунок електроосвітлювальної мережі	29
2.6 Розрахунок силової розподільчої мережі	34
2.7 Розрахунок забезпечення балансу реактивної потужності	36
2.8 Висновки до другого розділу	43
3 ПРОЕКТО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	44
3.1 Розрахунок струмів короткого замикання	44
3.2 Вибір автоматичних вимикачів	49
3.3 Вибір магнітних пускачів в колах асинхронних двигунів	53
3.4 Вибір шин та ізоляторів на стороні 0,38 кВ	54
3.5 Вибір трансформаторів струму на НН силових трансформаторів	56
3.6 Вибір і розрахунок релейного захисту і автоматики	58
3.7 Вибір схеми автоматичного введення резерву	61
3.6 Висновки до третього розділу	62
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	64
4.1 Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих факторів хімічного цеху	64
4.2 Забезпечення безпеки технологічних процесів та експлуатації обладнання	66
4.3 Забезпечення розосередження та евакуації працівників при надзвичайних	

ситуаціях	68
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	70
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	71
ДОДАТКИ	74

ВСТУП

Актуальність теми.

Практика забезпечення надійності та якості електропостачання в існуючих сьогодні умовах роботи підприємств полягає в модернізації та технічному переозброєнні ділянок систем електропостачання [1, 2].

Особливо це стосується підприємств нафто-газової галузі, робота яких містить багато ланок з безперервним технологічним процесом. У цьому випадку навіть короточасні порушення в системі внутрішнього електропостачання призводить до виходу з ладу електричного обладнання та матеріальних збитків.

Обладнання хімічного цеху нафтопереробного заводу містить установки, що відносяться до споживачів за I категорією за надійністю електропостачання та велику кількість двигунного навантаження.

Тому, при розробці заходів забезпечення надійності електричного обладнання цеху необхідно підходити з поєднанням двох напрямків: розробка заходів оптимального захисту двигунного навантаження при забезпеченні високого рівня надійності на рівні трансформаторів цехових підстанцій [1].

Для цього при використанні різних видів резервування необхідно встановлення сучасних елементів релейного захисту при різних режимах роботи. На рівні з цим необхідно забезпечити високу надійність на ланці 0,38 кВ двох трансформаторних підстанцій, що живлять високотехнологічне обладнання I категорії за надійністю електропостачання при виникненні аварійних режимів на основі встановлення блоків АВР.

Мета і завдання дослідження. Метою кваліфікаційної роботи є розробка заходів підвищення надійності роботи електричного обладнання хімічного цеху підприємства.

Відповідно до вказаної мети розв'язувались наступні завдання:

- провести розрахунки електричних навантажень цеху для вибору оптимальної потужності двох трансформаторних підстанцій;
- провести розрахунки визначення струмів короткого замикання для здійснення вибору захисного обладнання та автоматики двигунного навантаження цеху й цехових трансформаторів;

– здійснити техніко-економічне обґрунтування місця встановлення БК компенсації реактивної потужності.

– запропонувати схему та місце встановлення пристроїв автоматичного введення резерву на двох трансформаторних підстанціях цеху.

Об’єкт дослідження – процеси забезпечення надійності систем електропостачання промислових підприємств.

Предмет дослідження – розробка комплексних заходів підвищення надійності роботи електричного обладнання підприємства.

Наукова новизна отриманих результатів.

– отримало подальший розвиток забезпечення надійності роботи обладнання з безперервним технологічним процесом за рахунок раціонального поєднання запропонованих технічних заходів для обладнання з різним рівнем надійності.

Практичне значення отриманих результатів. Запропоновані заходи дозволяють підвищити надійність роботи електричного обладнання хімічного цеху нафтопереробного заводу при різних режимах роботи.

Апробація.

Результати досліджень за темою дипломної роботи були представлені на VIX Міжнародна науково-технічна конференція молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“ (25-26 листопада 2020 року), Тернопіль, Тернопільський національний університет імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (25 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини – 73 сторінки, 25 таблиць, 10 рисунків, 2 додатки.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Аналіз заходів забезпечення надійності роботи електричного обладнання промислового підприємства

При оцінці надійності системи електропостачання електричного обладнання хімічного цеху нафтопереробного заводу необхідно провести аналіз групи об'єктів щодо застосування заходів. Безперервний технологічний процес вимагає раціонального підходу щодо напрямків підвищення надійності.

Аналіз джерел [1-12] показав, що в основному пропонується проводити підвищення надійності ненадійних елементів при забезпеченні різних видів резервування. Під час експлуатації електричного обладнання для забезпечення надійності необхідно розглядати [1-4]:

- реалізацію побудови схем внутрішньої та зовнішньої системи електропостачання. Більшість підприємств працюють з розподіленими мережами зі складною структурою на всіх ланках напруги. Необхідно проводити модернізацію з побудовою мереж за простими схемами. Здійснити це можна провівши дослідження середнього напрацювання на відмову з використання алгоритму непараметричного оцінювання. Практичні розрахунки показали, що необхідно для підвищення надійності використовувати більше паралельних з'єднань в схемах мережі ніж послідовних ланок. Також необхідно застосувати дублювання трансформаторів, реалізацію замкнутих кілець та перемичок з утворенням додаткових контурів, здійснювати секціонування окремих ділянок внутрішніх мереж та системи шин. Встановлення пристроїв АВР;

- аналіз режимів роботи з врахуванням особливостей використання електричного обладнання в технологічному процесі виробництва. У разі настання відмови від порушення режимів роботи, що призводить до спрацювання захисного обладнання й приводить до великих збитків необхідно підвищувати спроможність оптимального керування режимами системи електропостачання створенням системи диспетчерського керування. Особливо це важливо при раптових (аварійних) порушеннях в системі електропостачання, що призводить до пошкодження електричного обладнання та простоїв.

– проводити побудову структури автоматичного протиаварійного управління на базі системи диспетчерського керування режимами. Це в сучасних умовах можливо здійснювати побудовою чітких алгоритмів дії на основі систем АСКОЕ, що дозволить швидко реагувати на раптові аварійні режими роботи електричного обладнання оптимальним регулюванням спрацювання захисного обладнання;

– використовувати сучасні математичні методи оцінки ефективності забезпечення заходів забезпечення надійності. Оптимальним варіантом вважається критерій за мінімумом затрат на одиницю спожитої потужності.

Як показав аналіз [5-12], враховуючи старіння та зношення електричного обладнання в процесі експлуатації основним ефективним технічним засобом забезпечення надійності є використання сучасних пристроїв релейного захисту та автоматики (РЗА), за яких відбувається припинення аварійного режиму та перехід в встановлений (після аварійний) режим.

Ефективність РЗА як засобу забезпечення надійності полягає у зниженні негативного ефекту від пошкоджень та аварійних режимів роботи ланок систем електропостачання [6-7]. Основною складовою, яка визначає ефективність РЗА полягає в технічному рівні пристроїв систем захисту, що включає в себе показники швидкодії спрацювання, селективності та чутливості; рівня технології апаратного та програмного забезпечення; функціональність та можливість інтегрування в АСУ ТП. Необхідною функцією для релейного захисту з позиції забезпечення надійності [9-10] крім спрацювання на протязі заданого інтервалу часу, є реагування, коли передбачено спрацювання (надійність спрацювання) та не спрацювання, коли спрацювання не передбачено. Як правило, способи поліпшення показників надійності одного виду негативно впливають на показники другого виду [7, 9].

Крім того, у деяких випадках, що не вимагають швидкого автоматичного відключення пошкодженого устаткування, пристрої РЗ можуть діяти не на вимикання, а на сигнал (наприклад, захист від замикань на землю в мережах з ізольованої нейтраллю) [10].

Підвищення надійності системи РЗА є ефективним заходом запобігання аварійних наслідків, які викликані відмовами в її функціонуванні. Більшість фірм

виробників устаткування РЗА припиняють випуск електромеханічних реле і пристроїв і переходять на цифрову елементну базу. Перехід на нову елементну базу не призводить до зміни принципів релейного захисту і електроавтоматики, а тільки розширює її функціональні можливості, спрощує експлуатацію і знижує її вартість [10].

Основна частина неправильних дій систем РЗА – це помилкові й зайві спрацьовування, як показують статистичні дані, накопичені протягом ряду років. Саме ці види неправильних дій захисту супроводжуються найбільшими збитками від ненадійності.

Зараз перед фахівцями енергосистеми нашої країни стоїть одне з головних завдань – це переозброєння техніки релейного захисту і автоматики для існуючих об'єктів енергетики, а також тих, що вводяться в експлуатацію знову [9].

Недостатнє вивчення даних про роботу різних типів захистів не дозволяє вирішити пряме завдання надійності, тобто по показниках надійності окремих елементів релейного захисту визначати показники надійності всієї системи РЗА в цілому [9-12].

Вибір показників і критеріїв ефективності та надійності, а також методів вибору оптимального по ефективності варіанту релейного захисту об'єкту, відіграють вирішальну роль у виборі основних напрямків розвитку техніки РЗА, методах підвищення надійності і т. д. [10].

В сучасних системах електропостачання використовують блоки РЗА на мікропроцесорних елементах, причому, вказані системи для підвищення надійності роботи в аварійних режимах застосовують схеми резервування [6, 7].

При використанні резервування (апаратної надмірності) необхідно враховувати схеми роботи, технічну реалізацію панелі релейного захисту. Схема реалізації резервованих кіл РЗА подано на рисунку 1.1.

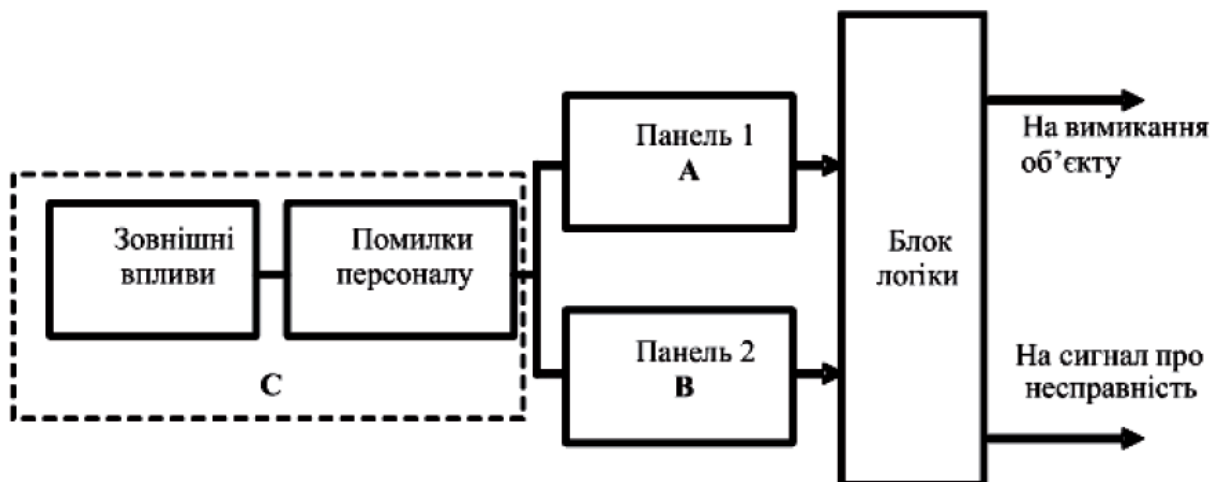


Рисунок 1.1 – Розрахункова схема для побудови резервованих електричних кіл: А і В – взаєморезервовані блоки; С – «загальне коло».

Система вимагає введення блоку локалізації на резервованих блоках РЗА від зовнішніх перешкод через ненадійність програмного забезпечення та можливість помилки персоналу.

Класично для таких систем оцінка надійності визначається за коефіцієнтом неготовності в системі з двох блоків РЗА. Проведений аналіз джерел показав [6-8], що оцінку надійності релейного захисту необхідно проводити не за сталими значенням коефіцієнтів неготовності, а за середнім значенням функції неготовності між регулярними повітками.

При розробці побудови систем РЗА на мікропроцесорних блоках під час проектування, необхідно враховувати [6]:

- необхідність застосовувати методи оптимізації алгоритму взаємодії резервованих блоків РЗА, а не зміни внутрішньої структури шафи (панелі);
- необхідність максимального спрощення методики розрахунку при розрахунку коефіцієнтів неготовності;
- показники надійності повинні враховувати особливості елемента, який захищається [8-9].

Схеми резервування систем РЗА наведені на рисунку 1.2 [6].

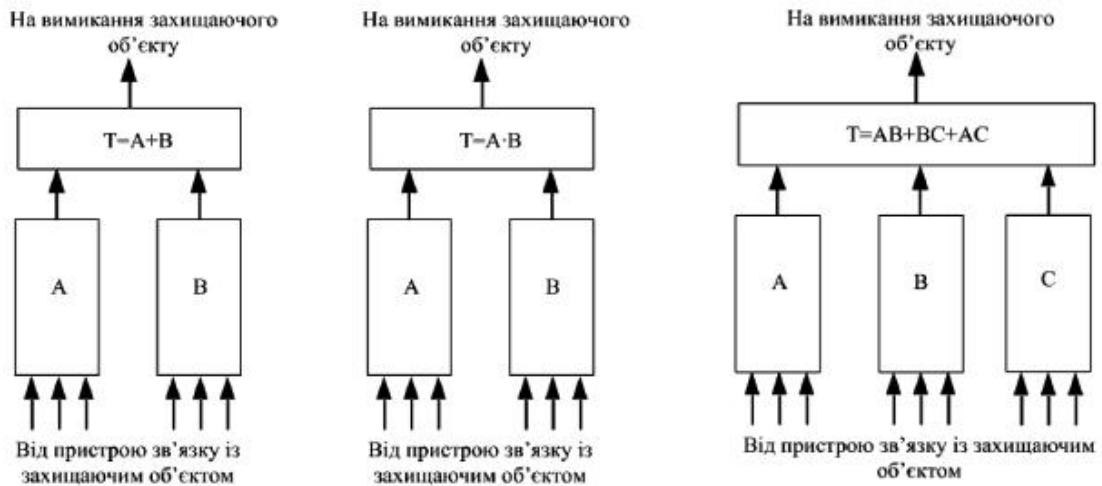


Рисунок 1.2 – Пропоновані схеми резервування комплектів захистів РЗА

В результаті досліджень щодо використання РЗА з використанням мікропроцесорних ланок управління [6-8] можна зробити висновок:

- оцінка ефективності систем РЗА дозволяє розраховувати оптимальні значення показників надійності;
- вплив людського фактору вносить такий самий вплив на надійність роботи систем РЗА, як і надійність апаратної частини;
- надійність не спрацювання систем РЗА нижча надійності спрацювання.

По при сказане вище, ряд літературних джерел вказує [10-12], що резервування пристроїв РЗА (застосування двох або трьох аналогічних комплектів захисту) не завжди дає очікуваний позитивний ефект, оскільки є причини, що призводять до одночасного помилковому спрацюванню аналогічних пристроїв. До таких причин належать, наприклад, різного роду перешкоди, помилки в програмному забезпеченні, порушення ідеології побудови РЗА. Ефект зниження надійності може спостерігатися також в режимах зовнішніх і внутрішніх пошкоджень, коли два швидкодіючих комплекту захисту можуть відмовити у функціонуванні одночасно через величини похибок вимірювальних трансформаторів струму в перехідних режимах.

Також, окремих досліджень вимагає питання інтервалу проведення перевірки технічного обслуговування МП пристроїв РЗА, а також технологія їх експлуатації на етапі старіння, що є надзвичайно актуальним для пристроїв, термін служби яких перевищив нормативний [7].

Одним із способів підвищення надійності живлення цехів, де передбачається встановлення двох трансформаторних цехових підстанцій є застосування пристроїв АВР [4-5]. Наявність великої кількості асинхронних двигунів в системі електропостачання накладає ряд вимог до пристроїв АВР та, відповідно, призводить до необхідно прийняття технічних рішень щодо спрацювання або побудови відповідних алгоритмів роботи при використанні мікропроцесорної елементної бази для забезпечення стійкої роботи.

Особливістю роботи більшості АВР [1, 2, 4] є те, що при появі аварійного режиму в мережі електропостачання в першу чергу створюється сигнал на відключення ввідного вимикача, а потім – подається сигнал на включення вимикача резервного живлення. Колізія полягає у великому часі циклу ввімкнення/вимкнення відповідного вимикача.

В цьому випадку пропонується використання швидкодіючих АВР (ШАВР) на базі мікропроцесорних пристроїв [2], де успішна робота ШАВР забезпечення скорочення часу ввімкнення/вимкнення відповідного вимикача здійснюється одночасною подачею команди на вимикачі робочого та резервного вимикачів. Це дозволить знизити струми самозапуску асинхронних двигунів і забезпечення надійності роботи обладнання при короткочасних порушеннях електропостачання. Як недолік: використанні ШАВР вимагає побудови алгоритму взаємодії з елементами РЗА.

Для забезпечення надійності електричного обладнання крім суто технічних заходів застосовують заходи організаційного характеру, які в основному стосуються організації ремонтних та випробувальних робіт і кваліфікації обслуговуючого персоналу [1, 2, 4].

Устаткування цехів та обладнання трансформаторних підстанцій неперервно ускладнюється, що призводить до зростання обсягів ремонтних робіт та технічного обслуговування. Проведення планово-попереджувальних ремонтів, які проводять з плановою періодичністю без попереднього аналізу технічного стану призводять до великих затрат, враховуючи, що в більшості випадків на повірку виводять працездатне обладнання [1]. Розбирання та діагностика справного обладнання як правило знижує надійність, оскільки порушується спрацювання деталей обладнання. Як показав аналіз [1-5] плановими ремонтами

ліквідується 30–40% відмов. Як висновок: основна причина планово-попереджувальних ремонтів – запобігання аварійних відмов є неефективною.

Тому зараз широко впроваджують автоматизоване технічне діагностування стану електроустановок без їх відключення, яке допомагає раціональніше вибрати час ремонту. Діагностуванням виявляють технічний стан електроустановок без його розбирання та встановлюють час ремонту, коли зношення деталей і несправності вузлів електроустановок досягають стану, коли подальша робота може спричинити відмову або буде економічно не доцільною. Із впровадженням діагностування замість планових ремонтів можна виконувати ремонти за технічним станом.

Тому необхідно змінювати форми проведення планово-попереджувальних ремонтів. Одним із варіантів є впровадження заходів автоматичного технічного діагностування стану обладнання без виведення з роботи та раціонального вибору часу ремонту. Діагностуванням виявляють технічний стан електроустановок без його розбирання та встановлюють час ремонту, коли зношення деталей і несправності вузлів електроустановок досягають стану, коли подальша робота може спричинити відмову або буде економічно не доцільною. Із впровадженням діагностування замість планових ремонтів можна виконувати ремонти за технічним станом [3].

Аналіз сучасних методів [3, 6] обслуговування та діагностики стану електричного обладнання (тепловізійне діагностування, акустично-емісійний метод, низьковольтно–частотний аналіз) дозволяє створювати електронну базу даних щодо відмов та технічного стану обладнання, що підвищує ефективність планових ремонтів, зниження відмов та зменшення часу ремонту устаткування. Зазначаємо недолік: методи діагностування обладнання без виведення з технологічного процесу є дорого вартісними, що вимагає проведення аналізу щодо ефективності вибраного методу при діагностиці конкретного електричного обладнання.

Практика використання роботи устаткування в цехах з великою кількістю двигунного навантаження із значною потужністю [1-10] показала необхідність для забезпечення надійності враховувати значення перетоків реактивної потужності [12-14]. Передача значної кількості реактивної потужності із

енергосистеми до споживачів нераціональна: виникають додаткові втрати активної потужності в усіх елементах системи електропостачання, що зумовлено завантаженням їх реактивною потужністю; додаткові втрати напруги в мережах живлення. Також, не оптимальне значення коефіцієнта потужності на вході асинхронних двигунів негативно впливає на механічні характеристики, характеристики запуску, що призводить до передчасного виходу з працездатного стану.

Компенсація реактивної потужності з одночасним покращенням якості електроенергії безпосередньо на цехових підстанціях є одним із основних напрямків зниження втрат електроенергії та підвищення ефективності використання електричного навантаження. Крім вказаного вище, застосування заходів щодо компенсації реактивної потужності призводить до зменшення втрат в період максимуму навантаження, що знижує виникнення аномальних режимів в системі електропостачання та підвищує надійність. Тому вирішення цього питання дасть відчутний економічний ефект.

З точки зору економії електроенергії та регулювання напруги компенсацію реактивної потужності найдоцільніше здійснювати як найближче до її споживачів [2-5, 12-14].

Аналіз електричного обладнання хімічного цеху нафтопереробного заводу показав, що оптимальним методом компенсації реактивної потужності є централізована компенсація [14], враховуючи отримання електроенергії через двох трансформаторні підстанції напругою 6кВ та на потужність трансформаторів 250кВ й 1000кВ , навантаження тільки $0,4\text{кВ}$. Вказаний спосіб має оптимальне співвідношення «якість/ціна» та при невеликих фінансових витратах забезпечується максимальна ефективність компенсації [13].

Установки компенсації реактивної потужності можна встановлювати на головному розподільному пристрої автоматичної установки, де завдяки автоматичному регулятору, установка вмикає конденсатори залежно від навантаження й встановленого коефіцієнта потужності [13].

1.2 Аналіз електричного обладнання хімічного цеху нафтопереробного заводу

Основними споживачами хімічного цеху є установки первинної переробки нафти:

- *ЕЛОУ – АВТ* (електрообезсолююча атмосферно-вакуумна трубчата);
- *ЕЛОУ – АТ* (електрообезсолююча атмосферно-трубчата).

Основним процесом служить розділення нафти на фракції, тобто перегонка з наступною ратифікацією, що вимагає використання асинхронних двигунів малої та середньої потужності.

В основі промислового процесу на вакуумному блоці безперервної дії лежить перегонка мазуту з одноразовим випаровуванням у вакуумі. Вакуум дозволяє знизити температуру кипіння вуглеводнів і цим самим при температурі $410-420^{\circ}\text{C}$, відбирається дистилат широкої фракції вакуумного газойлю. Залишком вакуумної перегонки є гудрон.

Хімічний цех працює в три виробничі зміни. Ремонт устаткування проводиться під час виробничої зміни, для чого на кожній лінії в разі проведення ремонту або аварії на якомусь обладнанні відбувається дублювання на виробничій лінії, для запобігання повної зупинки технологічного процесу.

На території цеху розташовані три двох трансформаторні підстанції, тобто, для кожної з установок є своя двох трансформаторна підстанція. Живлення підстанцій здійснюється по кабельних лініях напругою 6кВ .

Одиничні потужності обладнання мають досить широкий діапазон, то навантаження на підстанціях розподіляється нерівномірно.

Розподілення потужності здійснюється кабельними лініями на силові щити, та щити освітлення. Технологічне обладнання підключається до силових щитів кабелями, прокладеними в металічних трубах, кабельних лотках та по естакадах.

На підприємстві застосовується природне та штучне освітлення, яке забезпечують світильники типу *ППР* з лампами розжарювання..

Для проведення розрахунків подаємо характеристики електричного обладнання за відділеннями представлено в додатках (Додаток А).

1.3 Висновки до першого розділу

Проведений аналіз заходів підвищення надійності системи електропостачання та характеристики електричного обладнання хімічного цеху ставить наступні завдання:

- провести розрахунки електричних навантажень цеху для вибору оптимальної потужності двох трансформаторних підстанцій;
- провести аналіз освітлювального навантаження цеху та провести вибір джерел світла для підвищення ефективності та надійності роботи;
- провести розрахунки визначення струмів короткого замикання;
- здійснити вибір захисного обладнання та автоматики двигунного навантаження цеху й цехових трансформаторів;
- здійснити техніко-економічне обґрунтування місця встановлення БК компенсації реактивної потужності за дисконтними витратами;
- провести вибір схеми та місця встановлення пристроїв автоматичного введення резерву на двох трансформаторних підстанціях цеху.

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Розрахунок електричних навантажень

Для прийняття заходів забезпечення надійності хімічного цеху нафтопереробного заводу необхідно провести розрахунок силового та освітлювального навантаження.

При визначенні електричних навантажень в системі електропостачання ми розглядаємо основні рівні, які відрізняються характером електроспоживання і, як наслідок, способом розрахунку електричних навантажень [15].

Перший рівень електропостачання – лінії електричної мережі, що зв'язують окремі споживачі з розподільчим пунктом до якого вони приєднані.

Розрахункові активне і реактивне навантаження ліній першого рівня вибираються і приймаються рівними фактично споживаній потужності [15]:

$$P_{p.i} = k_3 \cdot P_{ном} , \quad (2.1)$$

$$Q_{p.i} = P_{p.i} \cdot tg\varphi_i , \quad (2.2)$$

$$S_{p.i} = \sqrt{P_{p.i}^2 + Q_{p.i}^2} , \quad (2.3)$$

де $P_{ном.i}$ – встановлена активна потужність i -го споживача, $кВт$;

k_3 – коефіцієнт завантаження за активною потужністю групи електроспоживачів.

Для прикладу визначаємо потужність на I рівні відцентрового насоса (Н-1):

$$P_{p.i} = P_{cp} = 0,85 \cdot 200 = 170 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.i} = 170 \cdot tg(\arccos 0,9) = 82,33 \text{ кВАр};$$

$$S_{p.i} = \sqrt{170^2 + 82,33^2} = 188,89 \text{ кВА}.$$

Аналогічно визначаємо розрахункові навантаження для інших електроприймачів. Результати розрахунків потужності на першому рівні представлені в додатках (додаток Б).

Проводимо розрахунок максимальних навантажень груп споживачів на II рівні. Другий рівень електропостачання – забезпечення зв'язку силових пунктів з шиною $0,38 \text{ кВ}$ ТП кабельними лініями.

Визначаємо розрахункове навантаження на другому рівні електропостачання за методом впорядкованих діаграм:

$$P_{p.п} = k_m \cdot k_e \cdot P_{ном}, \quad (2.4)$$

де k_m – коефіцієнт максимуму активної потужності;

k_e – коефіцієнт використання;

$P_{ном}$ – номінальна потужність споживача, *кВт*.

Коефіцієнт максимуму активної потужності k_m визначаємо за розрахунковими кривими [15] в залежності від групового коефіцієнта використання $k_{e.гр.}$ та ефективної кількості електроспоживачів в групі N_e . За формулою [15]:

$$N_e = \frac{(\sum P_{ном})^2}{\sum P_{ном}^2}. \quad (2.5)$$

Визначаємо значення максимальної реактивна потужність на другому рівні електропостачання за формулою [15]:

$$Q_{p.п} = k'_m \cdot Q_c \quad (2.6)$$

При розрахунках, значення k'_m приймається рівним 1, якщо $N_e \geq 10$, а в інших випадках $k'_m = 1,1$.

Проведемо розрахунки для *ЩСУ-2* установки *АВТ*, груповий коефіцієнт використання становить:

$$k_{e.гр.} = \frac{\sum k_{e.i} P_{ном.i}}{\sum P_{ном.i}}; \quad (2.7)$$

$$k_{e.гр.} = \frac{2 \cdot 0,65 \cdot 4 + 2 \cdot 0,7 \cdot 18,5 + 0,7 \cdot 32 + 0,7 \cdot 25 + 5 \cdot 0,6 \cdot 37 + 0,513 \cdot 12}{2 \cdot 4 + 2 \cdot 18,5 + 32 + 25 + 5 \cdot 37 + 12} = 0,61.$$

Ефективна кількість споживачів в групі становить:

$$N_e = \frac{299^2}{9354,5} = 9,56.$$

З врахуванням $k_{e.гр.}$ та N_e , згідно з [15] визначаємо коефіцієнт максимуму активної потужності, що рівний $k_m = 1,27$.

Навантаження для групи становить:

$$P_{p.II} = 1,27 \cdot 0,61 \cdot 299 = 231,64 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.II} = 1,1 \cdot 0,61 \cdot (2 \cdot 4 \cdot 1,02 + 2 \cdot 18,5 \cdot 0,54 + 32 \cdot 0,4556 + 25 \cdot 0,4843 + 5 \cdot 37 \cdot 0,8552) = 142,9 \text{ кВАр};$$

$$S = \sqrt{231,64^2 + 142,9^2} = 272,2 \text{ кВА}.$$

Аналогічно визначаємо розрахункові навантаження на другому рівні для інших груп електроприймачів.

Результати розрахунків представлено в таблиці 2.1.

Таблиця 3.1 – Розрахунок електричних навантажень на другому рівні

Група електроспоживачів	$k_{в.зр}$	N_e	k_m	$P_{p.II}, \text{кВт}$	$Q_{p.II}, \text{кВАр}$	$S_{p.II}, \text{кВА}$
ЩСУ – 1 (АТ – 3)	0.69	12.1	1.18	592.16	341.1	683.37
ЩСУ – 2 (АТ – 3)	0.68	10.1	1.19	364.8	169.5	402.26
ЩСУ – 3 (АТ – 3)	0.64	3.4	1.38	114.2	44.1	122.42
ЩСУ – 2 (АВТ)	0.61	9.56	1.27	23.64	142.9	272.2
ЩСУ – 3 (АВТ)	0.65	16.55	1.18	284.2	185.34	339.3

Проводимо розрахунок максимальних навантажень на третьому рівні, де шини 0,38 кВ сполучає шини та ТП [15].

Визначаємо розрахункове активне навантаження за формулою [15]:

$$P_{p.III} = \lambda \sum_{i=1}^N k_{в.i} \cdot P_{ном.i}; \quad (2.8)$$

Визначаємо розрахункове реактивне навантаження за формулою [15]:

$$Q_{p.III} = \lambda \sum_{i=1}^N k_{в.i} \cdot P_{ном.i} \cdot \text{tg} \varphi_i, \quad (2.9)$$

де λ – коефіцієнт, що враховує надлишок технологічного обладнання та його одиничних потужностей за відношенням до кількості та потужності обладнання, необхідного для планового випуску продукції.

$$\lambda = \frac{N_1}{N}, \quad (2.10)$$

де N_1 – кількість електроприймачів, які перебувають у виробництві;

N – загальна кількість електроприймачів.

Для електропостачання хімічного цеху передбачаємо встановити три трансформаторних підстанції.

Для цехової трансформаторної підстанції установки *АВТ*: $\lambda = \frac{33}{67} = 0,493$.

Отримуємо:

$$P_{p.ш} = 0,493 \cdot [0,61 \cdot 299 + 0,649 \cdot 371,1 + (0,7 \cdot (4 \cdot 200 + 160 + 2 \cdot 132 + 55 + 90 + 25) + 0,7 \cdot (3 \cdot 110 + 3 \cdot 90 + 2 \cdot 132 + 3 \cdot 22 + 55 + 75 + 32 + 30) + 0,6 \cdot (37 + 30))] = 1096,74 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.ш} = 0,493 \cdot [0,61 \cdot 213 + 0,649 \cdot 242 + (0,7 \cdot (4 \cdot 200 \cdot 0,4843 + 160 \cdot 0,5397 + 2 \cdot 132 \cdot 0,5123 + 55 \cdot 0,4843 + 90 \cdot 0,5123 + 25 \cdot 0,4843) + 0,7 \cdot (3 \cdot 110 \cdot 0,4843 + 3 \cdot 90 \cdot 0,4556 + 132 \cdot 0,4843 + 132 \cdot 0,5123 + 22 \cdot 0,5123 + 55 \cdot 0,4843 + 2 \cdot 22 \cdot 0,426 + 75 \cdot 0,4843 + 32 \cdot 0,4556 + 30 \cdot 0,4843) + 0,6 \cdot (30 + 37) \cdot 0,8552)] = 583 \text{ кВАр};$$

$$S_{p.ш} = \sqrt{1096,74^2 + 583^2} = 1242,1 \text{ кВА}.$$

Розрахункові навантаження на шинах 0,38 кВ ТП для установок *АТ-3* та *ЕЛОУ* зводимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 – Дані розрахунку навантажень на третьому рівні

Назва установки	λ	$P_{p.ш}, \text{кВт}$	$Q_{p.ш}, \text{кВАр}$	$S_{p.ш}, \text{кВА}$
<i>АВТ</i>	0.493	1096.74	583.0	1242.1
<i>ЕЛОУ</i>	0.45	315.63	159.53	353.66
<i>АТ-3</i>	0.51	1030.27	533.68	1160.3

2.2 Побудова картограми навантажень та місця розташування ТП

Для визначення місця розташування ТП будуємо картограму електричних навантажень та представляємо га генплані.

Визначаємо площу кола у вибраному масштабі, яка відповідає повному навантаженні окремого споживача [16].

$$S_i = m \cdot \pi \cdot R_i,$$

(2.11)

де m – масштабування, ($\text{кВА} / \text{мм}^2$); $m = 0,05$;

R_i – радіус кола, мм ;

S_i – потужність споживача, кВА ;

Визначаємо радіус кола за формулою [16]:

$$R_i = \sqrt{\frac{S_i}{\pi m}}, \quad (3.12)$$

Визначаємо координати центру електричного навантаження знаходимо за формулами [16]:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n S_i X_i}{\sum_{i=1}^n S_i}, \quad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n S_i Y_i}{\sum_{i=1}^n S_i}, \quad (2.13)$$

де X_i, Y_i – відповідні координати центрів навантажень окремих споживачів.

Визначаємо кут, що відповідає активній складовій у колі відповідного споживача за формулою [16]:

$$\alpha_p = \frac{Q_i}{P_i + Q_i}, \quad (2.14)$$

Проводимо розрахунок визначення центру навантаження установки *ЕЛОУ*, та заносимо в таблицю 2.3.

Таблиця 2.3 – Координати та потужність електроспоживачів установки *ЕЛОУ*

Назва споживача	$S_p, \text{кВА}$	$X_i, \text{мм}$	$Y_i, \text{мм}$
<i>He-1</i>	151	31	450
<i>He-2</i>	94,5	41	450
<i>He-3</i>	189	51	450
<i>He-4</i>	189	61	450
<i>He-6</i>	104	167	440
<i>He-7</i>	104	174	440
<i>He-17</i>	28	171	499

Підставивши значення в вираз (3.13) отримаємо:

$$X_{Ц,ЕЛОУ} = \frac{151 \cdot 31 + 94,5 \cdot 41 + 189 \cdot 51 + 189 \cdot 61 + 104 \cdot 167 + 104 \cdot 174 + 28 \cdot 171}{151 + 94,5 + 189 + 189 + 104 + 104 + 28} = 81,5 \text{ мм};$$

$$Y_{Ц,ЕЛОУ} = \frac{151 \cdot 450 + 94,5 \cdot 450 + 189 \cdot 450 + 189 \cdot 450 + 104 \cdot 440 + 104 \cdot 440 + 28 \cdot 499}{151 + 94,5 + 189 + 189 + 104 + 104 + 28} = 449,2 \text{ мм}.$$

З виразу (2.12) знаходимо радіус кола:

$$r_{Ц,ЕЛОУ} = \sqrt{\frac{859,5}{3,14 \cdot 0,05}} = 23,4 \text{ мм}.$$

за формулою (2.14) визначаємо величину кута α сектору, що відповідає частці реактивної потужності:

$$\alpha = \frac{374,6}{773,5 + 374,6} \cdot 360 = 117,5^\circ.$$

Аналогічним чином проводимо розрахунок і для інших електроприймачів і щитків. Розрахункові дані зведемо в таблицю 2.4.

Аналіз даних картограми показав, що центр навантаження $O_{ТП}$ посередині цеху. Розміщення РП $-0,38 \text{ кВ}$ в точці $O_{ТП}$ є неможливим за технологічних причин.

Таблиця 2.4 – Розрахунок побудови картограми навантажень

Назва установки	Групи електроспоживачів	$S, \text{кВА}$	Центр навантажень		$r, \text{мм}$	$Q, \text{кВАр}$	α°
			$X, \text{мм}$	$Y, \text{мм}$			
АВТ	Холодна насосна	848	49,5	117	23,2	368	117
	Середня насосна	804	49	196,5	22,6	353	118
	Гаряча насосна	796	44,5	253	22,5	353,5	119
	Блок №1 теплообмінників Т-27	116,8	173	72	8,6	76	166
	Блок №2 теплообмінників Т-27	78	91,5	150	7	50,6	166
	Блок теплообмінників Т-31	187	151,5	10	11	122	166
АВТ		2830	61	182	42,5	1323	125

<i>AT-3</i>	Відкрита насосна	2272	622	310,5	38	1056	124
	Блок холодильни ів X-50	82	491	119	7,2	35,7	117,5
	Блок холодильни ів T-44	78	390	169	7	50,6	166
	Блок холодильни ів X-31	162	713	489	10	67,3	113
<i>AT-3</i>		2631	608	307	41	1289	129,5
<i>ЕЛОУ</i>		859,5	81,5	449	23,5	374,6	117,5

Розташування ТП приймаємо у відповідності з ПТБ та урахуванням комунікації об'єкту та розміщуємо в точці, вказаній на плані (на плакаті).

2.3 Вибір потужності трансформаторів цехових підстанцій

Для забезпечення надійності електропостачання споживачів хімічного цеху встановлюємо три двох трансформаторні підстанції з вибором номінальної потужності, щоб при вимкненні одного, другий забезпечив електропостачання споживачів з допустимим перевантаженням (допустиме перевантаження не повинного перевищувати 40 % на протязі 24 годин) [16].

Визначаємо номінальну потужність трансформаторів для двох трансформаторної підстанції установки *ABT* за формулою:

$$S_{ном.Т} = \frac{P_p}{n \cdot \beta}, \quad (2.15)$$

де P_p – розрахункове активне навантаження установки, *кВт*;

n – кількість трансформаторів;

β – коефіцієнт завантаження трансформаторів.

$$S_{ном.Т} = \frac{1242}{2 \cdot 0,7} = 887,14 \text{ кВА}.$$

Вибираємо трансформатор типу *ТМ-1000/6/0,4 кВ* з паспортними даними: $U_{кз} = 5,5\%$, $\Delta P_{хх} = 1,55 \text{ кВт}$, $\Delta P_{к} = 10,8 \text{ кВт}$, $I_{хх} = 1,2\%$ [16].

Коефіцієнт завантаження трансформатора в нормальному режимі роботи двох трансформаторної підстанції становить:

$$\beta_{\phi} = \frac{S_p}{2 \cdot S_{ном.Т}} = \frac{1242}{2 \cdot 1000} = 0,621,$$

а в аварійному режимі при вимкненні одного із трансформаторів:

$$\beta_{\phi.a} = \frac{S_p}{S_{ном.Т}} = \frac{1242}{1000} = 1,242 < 1.4.$$

Умова виконується.

Визначаємо величину реактивної потужності, яку можна передати через трансформатори, не перевантажуючи їх понад допустимі значення:

$$Q_{пер.} = \sqrt{(n \cdot \beta \cdot S_{ном.Т})^2 - P_p^2}; \tag{2.16}$$

$$Q_{пер.} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 1097^2} = 869,8 \text{ кВАр}.$$

$Q_{пер.} = 869,8 \text{ кВАр} > Q_p = 583 \text{ кВАр}$, що вказує на можливість передачі реактивної потужності від системи, не замінюючи трансформатори.

Результати для інших двох трансформаторних підстанцій представлено в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Результати вибору кількості та потужності цехових ТП

Назва установки	Кількість на ТП	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА	$S_{ном.Т}$, кВАр	$Q_{пер.}$, кВАр	β_{ϕ}	$\beta_{\phi.a}$
АВТ	2	1097	583	1242	1000	869,8	0,62	1,24
АТ-3	2	1030,3	533,7	1160	1000	947,9	0,58	1,16
ЕЛОУ	2	315,6	159,5	353,7	250	250,5	0,7	1,4

2.4 Розробка та вибір схеми електропостачання

Регулювання напруги мережі.

Регулювання напруги мережі здійснюємо на підстанції на трансформаторах.

Визначаємо коефіцієнт трансформації трансформатора $ТМ-1000/6/0,4\text{кВ}$.

Напруга ВН трансформатора становить 6кВ , втратами напруги в кабелі живлення 6кВ нехтуємо, (довжина рівна 100м) [16].

Визначаємо втрати напруги в обмотках трансформатора при номінальних режимах роботи [16]:

$$\Delta U_T = \frac{P_{МШ} \cdot r_T + Q_{МШ} \cdot x_T}{n \cdot U_{ВН}}, \quad (2.17)$$

де r_T, x_T – активний та індуктивний опори обмоток трансформатора, Ом;
 n – кількість трансформаторів.

$$\Delta U_T = \frac{1030 \cdot 0,198 + 534 \cdot 0,99}{2 \cdot 6} = 61,1 В.$$

Визначаємо значення напруги на стороні НН напруги, приведеної до ВН:

$$U'_{НН} = U_{ВН} - \Delta U_T = 6300 - 61,1 = 6238,9 В.$$

Отже на НН припустима напруга та коефіцієнт трансформації будуть:

$$U_{БН} = 380 \cdot 1,05 = 400 В ; \quad K_{Т(ВН)Б} = \frac{U'_{НН}}{U_{БН}} = \frac{6238,9}{400} = 15,6.$$

Значення коефіцієнта трансформації для $ТМ - 1000 / 6 / 0,4 кВ$ становить:

$$K_{Т(ВН)НОМ} = \frac{U_{ВН,НОМ}}{U_{НН,НОМ}} = \frac{6}{0,4} = 15.$$

В цехових трансформаторах здійснюємо перемикання без збудження (ПБЗ), з використанням відгалужень обмоток ВН [17-19].

Відгалуження на трансформаторах потужністю 1000 кВА за напруги 6/0,38 кВ становлять $\pm 2 \times 2,5\%$.

Розраховуємо коефіцієнти трансформації положень ПБЗ для трансформатора ТП-1 та зводимо в таблицю 2.6.

Таблиця 2.6 – Коефіцієнти трансформації при ПБЗ для $ТМ - 1000 / 6 / 0,4 кВ$

Положення перемикача ПБЗ	Додаток, %	Відносна кількість витків, N	Коефіцієнт трансформації, K_T
1	5	1,05	15,75
2	2,5	1,025	15,375
3	0	1	15
4	-2,5	0,975	14,625
5	-5	0,95	14,25

Прийнятним значенням є $K_{TB} = 15,6$, тому вибираємо найближче стандартне значення $K_{TC} = 15,375$ [17].

Дійсне значення напруги на стороні НН трансформатора буде:

$$U_{\text{НН,д}} = \frac{U'_{\text{НН}}}{K_{TC}} = \frac{6238,9}{15,375} = 399,3 \text{ В}.$$

Здійснюємо перевірку вибраного значення коефіцієнта трансформації в аварійному режимі роботи.

$$\Delta U_T = \frac{1030 \cdot 0,198 + 534 \cdot 0,99}{6} = 122,1 \text{ В};$$

$$U'_{\text{НН}} = 6300 - 122,1 = 6177,9 \text{ В};$$

$$K_{T(\text{ВН})Б} = \frac{6177,9}{400} = 15,44.$$

Вибраний $K_{TC} = 15,37$ підходить як для нормального так і для аварійного режимів роботи енергосистеми цеху.

При побудові схем електропостачання керуємося такими основними принципами:

- максимальне наближення джерел живлення до споживача;
- резервування живлення для окремих категорій споживачів;
- секціонування всіх ділянок системи електропостачання.

Для хімічного цеху вибираємо схему внутрішнього електропостачання з врахуванням особливості режиму роботи електричного обладнання. Електропостачання від ГПП до цехових підстанцій здійснюємо за радіальною схемою зображеною на рисунку 2.1.

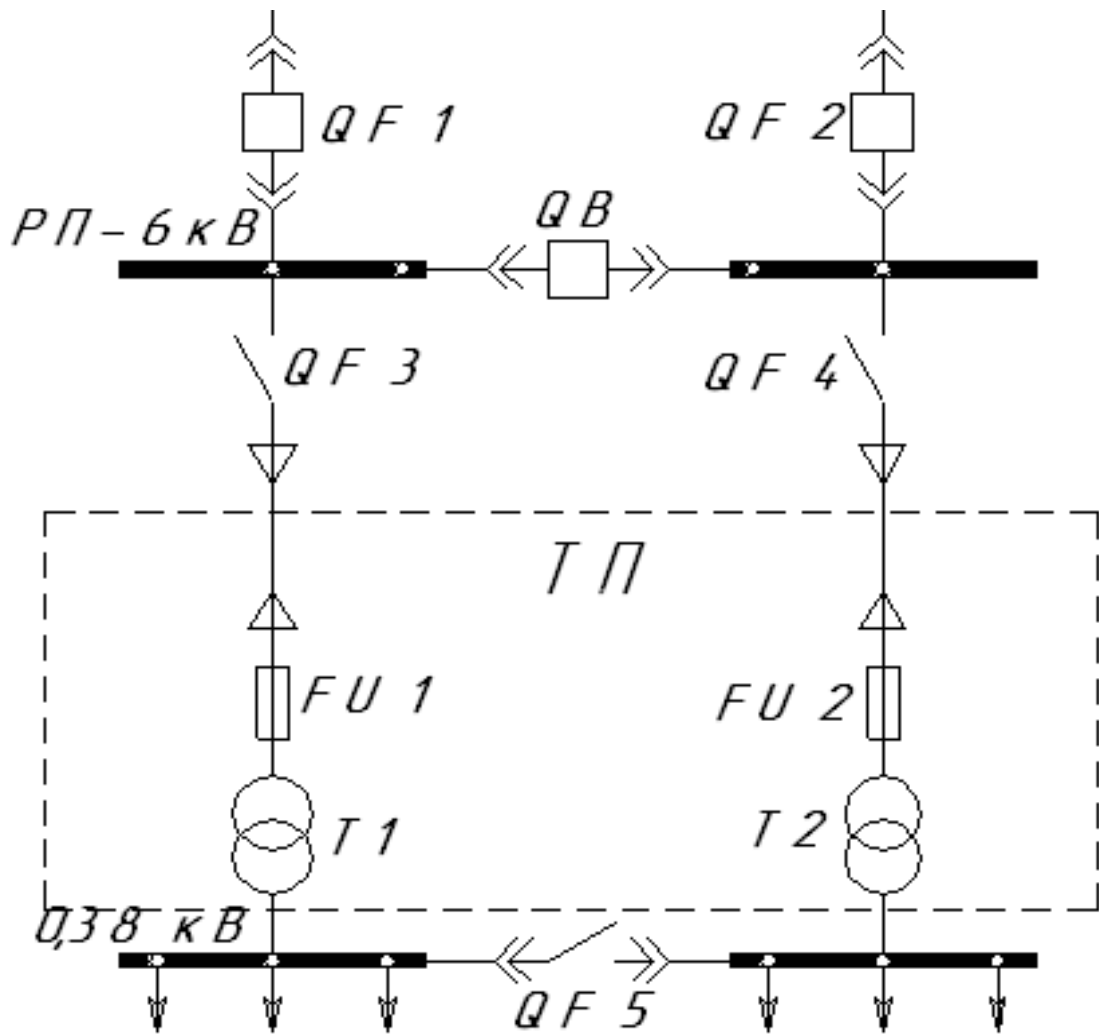


Рисунок 2.1 – Схема з'єднання РП 6 кВ та ТП 6/0,38 кВ.

Для забезпечення надійності системи електропостачання хімічного цеху приймаємо наступні заходи:

- так як більшість споживачів цеху відносяться до I категорії за надійністю приймаємо радіальну схему електропостачання;
- електропостачання в цеху здійснюємо від комплектних двох трансформаторна підстанції від напруги 6 кВ двома кабельними лініями;
- зі сторони високої напруги приєднання трансформаторів здійснюємо глухим вводом;
- зі сторони низької напруги приєднання трансформаторів проводимо через ввідні пристрої (шафи) з автоматичними вимикачами;
- передбачаємо встановлення на трансформаторній підстанції блоку автоматичного ввімкнення резерву (АВР) із розміщенням на секційному автоматі.

2.5 Розрахунок електроосвітлювальної мережі

В хімічному цеху в якості освітлювальних джерел використовуються лампи розжарення. Для зниження втрат та підвищення надійності роботи освітлювального обладнання замінимо лампи розжарювання на дугові ртутні лампи денного світла, що володіють кращим світловим потоком і меншим споживанням електроенергії [18].

Для прикладу проводимо розрахунок у гарячій насосній хімічного цеху за точковим методом, де забезпечення нормованої освітленості визначається для самої темної точки робочої поверхні [18] за наступним алгоритмом:

- на робочій поверхні визначаємо найтемнішу точку;
- за кривими просторових ізолюкс визначаємо відносну освітленість в контрольній точці від кожного із світильників;
- визначаємо значення нормованої освітленості, коефіцієнт запасу додаткової освітленості;
- проводимо розрахунок світлового потоку світильника;
- визначаємо потужність лампи. $K_{TB} = 15,6$

Дані: нормована освітленість цеху – $E_u = 50 \text{ лк}$; відстань від стін – $d = 2 \text{ м}$; висота приміщення цеху – $H_u = 6 \text{ м}$; висота робочої поверхні над підлогою – $h_p = 0,5 \text{ м}$; живлення освітлення – від цехової ТП 6/0,4кВ; система освітлення – загальне; виробниче середовище – пожежо- та вибухонебезпечне; геометричні розміри приміщення: ширина цеху – 10 м; довжина цеху – 17 м. Будуємо ескіз освітлювальної мережі (рисунок 2.2).

Приймаємо метало галогенні лампи типу ДРІ. Вибираємо світильники з рівнем вибухозахисту типу ГСП–11–250–022 УЗ.

Визначаємо висоту підвісу світильника [18]:

$$h_c = (0,2 \div 0,25) \cdot (H_u - h_p) = (0,2 \div 0,25)(6 - 0,5) = (1,1 \div 1,375) \text{ м}$$

Приймаємо $h_c = 1,3$.

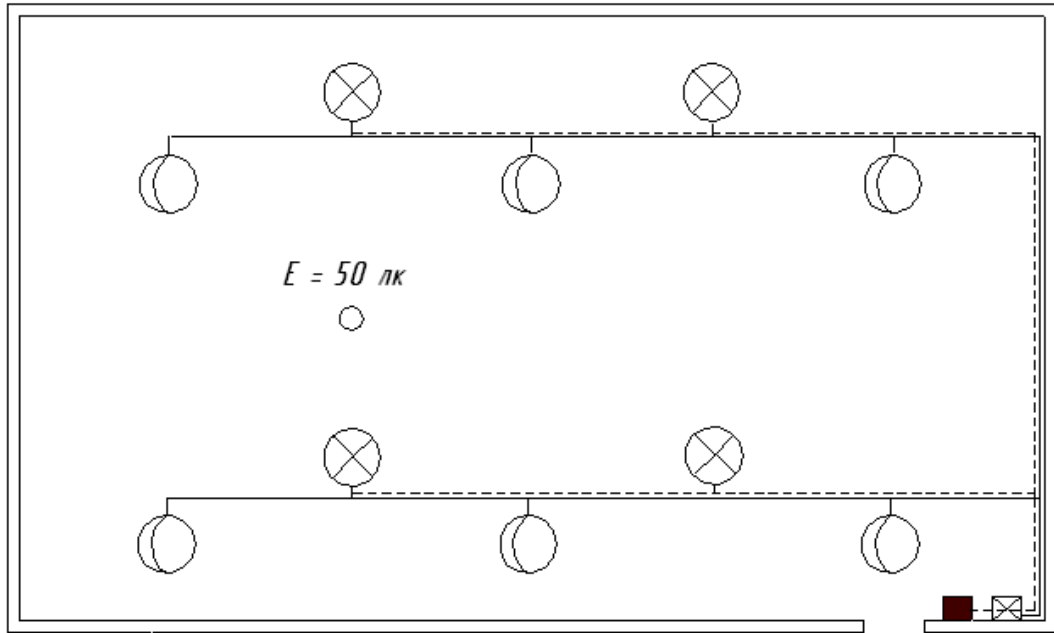


Рисунок 2.2 – Ескіз освітлювальної мережі.

Визначаємо висоту від світильника до робочої поверхні:

$$h = H_u - h_p - h_c = 6 - 0,5 - 1,3 = 4,2 \text{ м.}$$

Визначаємо відстань між світильниками:

$$L = \frac{L}{h_c} h = (1,2 \div 1,6) \cdot 4,2 = (5,04 \div 6,72) \text{ м.}$$

Визначаємо відстань від світильників до стін:

$$l = 0,3 \cdot L = 0,3 \cdot (5,04 \div 6,72) = (1,512 \div 2,016) \text{ м. Приймаємо } L = 6 \text{ м; } l = 2 \text{ м.}$$

Визначаємо відстань між крайніми світильниками по довжині L' та ширині L'' насосного відділення:

$$L' = b - 2l = 17 - 2 \cdot 2 = 13 \text{ м; } L'' = a - 2l = 10 - 2 \cdot 2 = 6 \text{ м.}$$

Визначаємо кількість проміжків між світильниками по довжині та ширині насосної:

$$\frac{L'}{L} = \frac{13}{6} \approx 2; \frac{L''}{L} = \frac{6}{6} = 1.$$

Отже, по довжині розміщуємо три світильники, а по ширині – два.

Проводимо світлотехнічний розрахунок для робочого освітлення приміщення та заносимо в таблицю 2.7

Таблиця 2.7 – Розрахункові дані робочого освітлення

Група світильників	Відстань між розрахунковою точкою та світильником $d, м$	Освітлення від одного світильника $E_{1.св}, лк$	Освітлення від групи світильників $E_{гр.св}, лк$
1,2,4,5	4,24	4	16
3,6	9,5	0	0

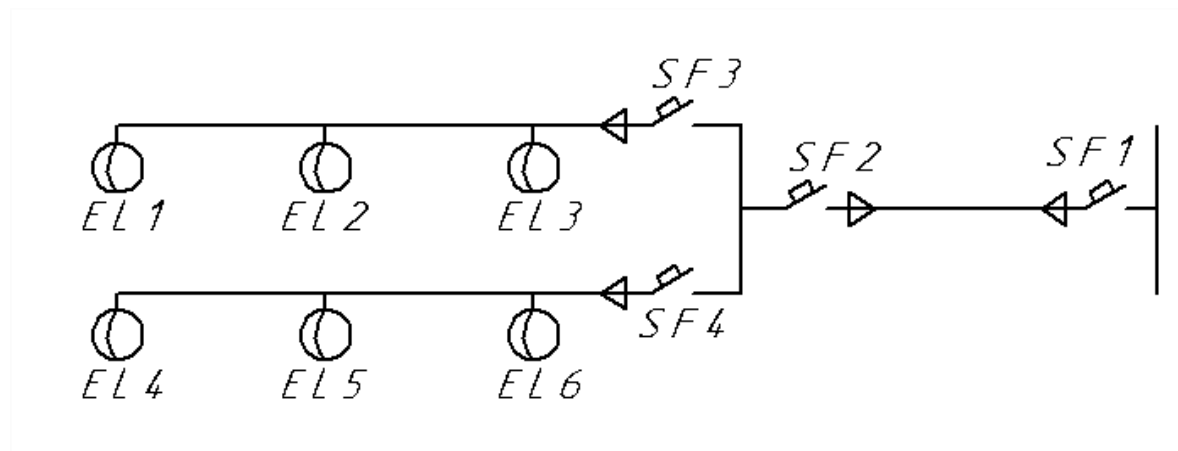
Заходимо світловий потік лампи [18]:

$$\Phi = \frac{1000 \cdot E \cdot K_z \cdot h}{\mu \cdot \Sigma \varepsilon} = \frac{1000 \cdot 50 \cdot 1,3 \cdot 4,2}{1,1 \cdot 53,4} = 4647,6 \text{ лм}.$$

Вибираємо лампи типу *MHW – TD PRO 70W / 730 RX7S* зі світловим потоком 5000 лк.

Вибір провідників та комутаційного обладнання.

При розрахунку електроосвітлювальної мережі на основі схеми освітлювальної мережі (рисунок 2.3) визначаємо: поперечний переріз жил



проводу; марку проводу; конструктивне виконання мережі; захисне обладнання.

Рисунок 2.3 – Схема освітлювальної мережі.

Визначаємо потужність робочого освітлення [18]:

$$\Sigma P = 6 \cdot 70 = 420 \text{ Вт} = 0,42 \text{ кВт}.$$

Для живлення освітлювальної мережі використовуємо двопровідну мережу.

Визначаємо моменти потужності для окремих ділянок мережі [18]:

$$M = \Sigma P \cdot L; \tag{2.18}$$

$$M_{1-2} = 0,42 \cdot 6 = 2,52 \text{ кВт} \cdot \text{м};$$

$$M_{2-3} = 0,14 \cdot 8,5 = 1,2 \text{ кВт} \cdot \text{м};$$

$$M_{2-4} = 0,14 \cdot 14,5 = 2,03 \text{ кВт} \cdot \text{м}.$$

Визначимо поперечний переріз провідників на ділянці 1–2; $l_{1-2} = 6 \text{ м}$:

$$F = \frac{\Sigma M + \alpha \cdot \Sigma M_{\kappa}}{C_1 \cdot \Delta U_{\delta}}, \quad (2.19)$$

де $\alpha = 1$ – лінія 1–2 та відгалуження – двопровідні;

ΣM – сумарний момент потужності;

$C_1 = 46$ – коефіцієнт, який характеризує мережу та матеріал проводів [18];

ΔU_{δ} – допустима втрата напруги, $\Delta U_{\delta} = 5\%$.

$$\alpha \cdot M = 3,3 \cdot (1,2 + 2,03) = 10,7 \text{ кВт} \cdot \text{м};$$

$$1F_{1-2} = \frac{2,52 + 10,7}{46 \cdot 2,5} = 0,15 \text{ мм}^2.$$

Визначаємо робочий струм на ділянці 1–2:

$$I_p = \frac{\Sigma P_{\text{заг}}}{3 \cdot U_{\phi} \cdot \cos \varphi} = \frac{0,42 \cdot 10^3}{220 \cdot 0,95} = 2 \text{ А}.$$

Вибираємо кабель марки *АВВГ* 2×2,5 з допустимим довготривалим струмом $I_{\text{дон}} = 14 \text{ А}$. Умова $I_{\text{дон}} = 14 \text{ А} > I_{\text{ном}} = 2 \text{ А}$ виконується.

Визначаємо фактичні втрати напруги на ділянці 1–2 [18]:

$$\Delta U_{1-2} = \frac{\Sigma M_{1-2}}{C \cdot F_{1-2}} = \frac{2,52 + 10,7}{46 \cdot 2,5} = 0,2\%.$$

Визначаємо допустимі втрати напруги на ділянках 2–3 та 2–4:

$$\Delta U_{\text{дон}} = 5 - \Delta U_{\text{аг}} = 5 - 0,2 = 4,8\%.$$

$$\text{Ділянка 2–3: } F_{2-3} = \frac{M_{2-3}}{C \cdot \Delta U_{\text{дон}}} = \frac{1,2}{46 \cdot 4,8} = 0,01 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо кабель марки *АВВГ* 2×2,5.

$$\text{Ділянка 2–4: } F_{2-4} = \frac{M_{2-4}}{C \cdot \Delta U_{\text{дон}}} = \frac{2,03}{46 \cdot 4,8} = 0,01 \text{ мм}^2$$

Вибираємо кабель марки *АВВГ* 2×2,5.

Визначаємо значення робочого струму на щитку освітлення. Для *ЩРО1*:

$$I_p = I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cos \varphi} = \frac{0,42}{0,22 \cdot 0,95} = 2 \text{ A}.$$

Вибираємо автоматичний вимикач серії АП 50–3 МТ з $I_{в.ном} = 2,5 \text{ A}$.

Розрахунок аварійного евакуаційного освітлення.

Нормована аварійна освітленість становить $E_a = 0,05 \cdot 50 = 2,5 \text{ лк}$. Площа приміщення становить: $S = a \cdot b = 17 \cdot 10 = 170 \text{ м}^2$. Вибираємо питому потужність з таблиць [18]: $P_{нум} = 1,94 \text{ Вт} \cdot \text{м}^2$.

Приймаємо кількість ламп – 4 шт., які розміщуємо у рядах робочого освітлення в світильниках типу РСП–18 ВЕ–80/125:

$$P_1 = \frac{P_{нум} \cdot S}{n_{ав}} = \frac{1,94 \cdot 170}{4} = 82,5 \text{ Вт}.$$

Вибираємо лампу розжарення загального призначення $P_H = 100 \text{ Вт}$, $U_H = 220 \text{ В}$, $\Phi_H = 1400 \text{ лм}$.

Аналогічно вибираємо автоматичний вимикач серії АП 50–3 МТ з $I_{в.ном} = 2,5 \text{ A}$ та кабель марки АВВГ 2 × 2,5.

2.6 Розрахунок силової розподільчої мережі

Вибір перерізу жил високовольтних кабелів.

Вибір високовольтних кабелів проводимо за економічною густиною струму:

$$F_{ЕК} = \frac{I_p}{j_{ЕК}}, \quad (2.20)$$

де I_p – розрахунковий струм, А;

$j_{ЕК}$ – економічна густина струму, А/мм². Для кабелів з мідними жилами, при $T_m = 5000 \text{ год}$, $j_{ЕК} = 2,7 \text{ А/мм}^2$.

Перевірку вибраного перерізу проводимо за умовою:

$$I'_{дон} = I_{дон} \cdot K_1 \cdot K_2 \geq I_{p, \max}, \quad (2.21)$$

де $I_{дон}$ – допустимий тривалий струм для вибраного кабелю, А;

K_1, K_2 – коефіцієнти перевантаження;

$I_{p, \max}$ – максимальний розрахунковий струм, А.

Вибираємо кабель живлення трансформаторної підстанції установки $AT-3$, розрахункова потужність якої, з врахуванням компенсації $S_p = 593 \text{ кВА}$.

$$I_p = \frac{S_p}{2\sqrt{3}U} = \frac{1097}{2\sqrt{3} \cdot 6} = 53 \text{ А, тоді:}$$

$$F_{EK} = \frac{53}{1,2} = 44 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо кабель марки $АНПГ$ з перерізом жил $3 \times 50 \text{ мм}^2$, та $I_{дон} = 110 \text{ А}$.

Визначаємо втрату напруги при протіканні струму в номінальному режимі роботи [19]:

$$\Delta U_{\%} = \sqrt{3} I_p \cdot \sqrt{r^2 + x^2} \frac{100}{U_{ном}}; \quad (2.22)$$

$$\Delta U_{\%} = \sqrt{3} \cdot 53 \cdot \sqrt{(0,62 \cdot 0,02) + (0,083 \cdot 0,02)^2} \cdot \frac{100}{6} = 2,5\% < 5\%.$$

$$\Delta U_{\%AB} = 2 \cdot \Delta U = 2 \cdot 2,5 = 5\% < 10\%.$$

Кабель вибрано вірно.

Для трансформаторних підстанцій інших установок кабелі вибираємо аналогічно, а результати розрахунків зводимо в таблицю 2.8.

Таблиця 2.8 – Вибір кабелів для живлення трансформаторних підстанцій

Назва установки	$F_{EK}, \text{мм}^2$	$I_{дон}, \text{А}$	$r_0, \text{Ом / км}$	$x_0, \text{Ом / км}$	Тип кабелю
ABT	44	140	0,62	0,09	$АНПГ 3 \times 50$
$AT-3$	41,3	140	0,62	0,09	$АНПГ 3 \times 50$
$ЕЛОУ$	12,7	70	1,94	0,102	$АНПГ 3 \times 16$

Вибір перерізу жил низьковольтних кабелів.

Для силових щитів напругою $0,38 \text{ кВ}$ кабелі вибираємо аналогічно, а результати розрахунків зведено в таблицю 2.9.

Таблиця 2.9 – Вибір кабелів для живлення силових щитів

Назва ЩСУ	$F_{ЕК}, мм^2$	$I_{доп}, А$	$r_0, Ом / км$	$x_0, Ом / км$	Тип кабеля
ЩСУ 1(АТ-3)	167	545	0,099	0,073	НГР 3×185+1×150
ЩСУ 2(АТ-3)	98	310	0,153	0,076	НГР 3×125+1×95
ЩСУ 3(АТ-3)	31	145	0,52	0,087	НГР 3×35+1×25
ЩСУ 2(АВТ)	62	220	0,26	0,08	НГР 3×70+1×50
ЩСУ 3(АВТ)	76,5	265	0,194	0,078	НГР 3×95+1×70

2.7 Розрахунок забезпечення балансу реактивної потужності

Для забезпечення надійності електропостачання хімічного цеху та економії електроенергії й регулювання напруги, компенсацію реактивної потужності проводимо як найближче до її споживачів [13, 14].

Проводимо попередній вибір трансформаторів.

Пропонується встановлення двох трансформаторних підстанцій на кожній установці, які забезпечують потрібний рівень надійності електропостачання.

Визначимо номінальну потужність трансформаторів для двох трансформаторної підстанції установки АВТ [16]:

$$S_{ном.Т} = \frac{P_p}{n \cdot \beta}, \quad (2.23)$$

де P_p – розрахункове активне навантаження установки, $кВт$;

n – кількість трансформаторів;

β – коефіцієнт завантаження трансформаторів;

$$S_{ном.Т} = \frac{1242}{2 \cdot 0,7} = 887,14 \text{ кВА}.$$

Аналогічно розраховуємо трансформатори для решти установок.

Вибираємо трансформатори типу ТМ з паспортними даними:

Назва установки	$S_p, \text{кВА}$	$N_{\text{тр.}}$	$S_{\text{ном}}, \text{кВА}$	$P_X, \text{кВт}$	$P_K, \text{кВт}$	$u_K, \%$	$i_X, \%$
АВТ	1242	2	1000	1,55	10,8	5,5	1,2
АТ-3	1160	2	1000	1,55	10,8	5,5	1,2
ЕЛОУ	316	2	250	0,55	3,7	4,5	1,9

Сумарну потужність компенсуючих пристроїв (КП) визначаємо за балансом на границі електричного розподілу мережі підприємства і енергосистеми в період найбільшого активного навантаження енергосистеми [14].

Для порівняння необхідно проаналізувати три варіанти:

Варіант 1. Компенсація відсутня;

Варіант 2. Компенсація на стороні 0,38кВ;

Варіант 3. Компенсація на стороні 6кВ

Всі варіанти порівнюємо за методом мінімальних затрат [14].

Варіант 1. Компенсація відсутня.

Затрати визначимо за формулою:

$$Z_{\text{ДС1}} = \frac{B_{\text{втр}} + П_Q}{E}, \quad (2.24)$$

де $B_{\text{втр}}$ – річні втрати електроенергії на ТП, грн;

$П_Q$ – річні кошти за генерування та споживання електричної енергії, грн;

E – показник дисконту (приймаємо 0,2).

$$B_{\text{втр}} = \Delta W_{\text{Тр}} \cdot Ц_{\text{ex}}, \quad (2.25)$$

де $\Delta W_{\text{Тр}}$ – річні втрати електроенергії на ТП, $\text{кВт} \cdot \text{год}$;

$Ц_{\text{ex}}$ – ціна активної електроенергії на межі балансової приналежності, $\text{грн} / \text{кВт} \cdot \text{год}$ ($Ц_{\text{ex}} = 1,68 \text{ грн} \cdot \text{год}$).

Визначаємо річні втрати електроенергії на ТП:

$$\Delta W_{\text{Тр}} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \cdot \left(\frac{Q_p}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.26)$$

де n – кількість ТП;

ΔP_X – втрати холостого ходу трансформатора, кВт ;

ΔP_K – втрати КЗ трансформатора, кВт ;

Q_p – повна розрахункова потужність, $\kappa\text{ВАр}$;

$S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора, $\kappa\text{ВА}$;

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{нб}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \text{ год.} \quad (2.27)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{7100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 6093 \text{ год.}$$

Звідси отримуємо:

$$\Delta W_{Tr.ABT} = \frac{1}{2} \cdot 10,8 \cdot \left(\frac{1242}{1000} \right)^2 \cdot 6093 = 11183,2 \text{ кВт} \cdot \text{год} ;$$

$$\Delta W_{Tr.AT-3} = \frac{1}{2} \cdot 10,8 \cdot \left(\frac{1160}{1000} \right)^2 \cdot 6093 = 9382,4 \text{ кВт} \cdot \text{год} ;$$

$$\Delta W_{Tr.ЕЛОУ} = \frac{1}{2} \cdot 3,7 \cdot \left(\frac{356}{250} \right)^2 \cdot 6093 = 4617 \text{ кВт} \cdot \text{год} .$$

$$B_{emp.Tr} = 1,68 \cdot (11183,2 + 9382,4 + 4617) = 342306,77 \text{ тис. грн.}$$

Розраховуємо плату за перетоки реактивної електроенергії:

$$P_Q = P_1 + P_2, \quad (2.28)$$

де P_1 – кошти за споживання та генерацію реактивної енергії, грн ;

P_2 – додаткові кошти за відсутність засобів КРП, грн .

$$P_1 = \sum_1^n (W_{Q_{сп}}) \cdot D \cdot T, \quad (2.29)$$

де n – число точок розрахункового обліку реактивної енергії;

$W_{Q_{сп}}$ – споживання реактивної енергії період розрахунку, $\kappa\text{ВАр} \cdot \text{год}$;

D – економічно обґрунтована стала реактивної потужності (ЕЕРП,
 $D = 0,018 \text{ кВт} / \kappa\text{ВАр}$;

T – фактична ціна на електроенергію, що склалася за розрахунковий період
(розраховується відповідно до нормативних документів НКРЕ),

$T = 1,68 \text{ грн.} / \text{кВт} \cdot \text{год}$.

$$P_2 = P_1 \cdot C_{баз} (K_\varphi - 1), \quad (2.30)$$

де K_φ – коефіцієнт, що відповідає коефіцієнту потужності $tg\varphi$ в середньому за

$$\text{розрахунковий період: } tg\varphi = \frac{W_{Q_{СП}}}{W_{P_p}}.$$

Реактивна енергія, яку потрібно отримати із системи буде рівна потужності низьковольтних споживачів і трансформаторів:

$$W_{Q_{СП}} = (\sum Q_{p.уст} + \Delta Q_{Tr}) \cdot T_{НБ}, \quad (2.31)$$

де $T_{НБ}$ – найбільший час використання найбільшого навантаження, год.

$$\Delta Q_{Tr} = n \cdot \Delta Q_x + \frac{1}{n} \Delta Q_K \left(\frac{S_p}{S_{ном}} \right)^2, \quad (2.32)$$

$$\Delta Q_x = \frac{I_x \%}{100} S_{ном}, \quad (2.33)$$

$$\Delta Q_K = \frac{U_K \%}{100} S_{ном}, \quad (2.34)$$

Для трансформатора потужністю 1000 кВА:

$$\Delta Q_x = \frac{1,2}{100} \cdot 1000 = 12 \text{ кВАр};$$

$$\Delta Q_K = \frac{5,5}{100} \cdot 1000 = 55 \text{ кВАр}.$$

Для трансформатора потужністю 250 кВА:

$$\Delta Q_x = \frac{1,9}{100} \cdot 250 = 4,75 \text{ кВАр};$$

$$\Delta Q_K = \frac{4,5}{100} \cdot 250 = 11,25 \text{ кВАр}.$$

Втрати реактивної потужності в трансформаторах кожної установки:

$$\Delta Q_{Tr.АВТ} = 2 \cdot 12 + \frac{1}{2} \cdot 55 \cdot \left(\frac{1242}{1000} \right)^2 = 66,4 \text{ кВАр};$$

$$\Delta Q_{Tr.АТ-3} = 2 \cdot 12 + \frac{1}{2} \cdot 55 \cdot \left(\frac{1160}{1000} \right)^2 = 61 \text{ кВАр};$$

$$\Delta Q_{Tr.ЕЛОУ} = 2 \cdot 4,75 + \frac{1}{2} \cdot 11,25 \cdot \left(\frac{354}{250} \right)^2 = 20,8 \text{ кВАр}.$$

Тоді сумарна реактивна потужність буде:

$$Q_K = 1277 + 66,4 + 61 + 20,8 = 1425 \text{ кВАр};$$

$$WQ_{СП} = (1277 + 148,2) \cdot 7100 = 1,012 \cdot 10^7 \text{ кВАр} \cdot \text{год};$$

$$tg\varphi = \frac{1277}{2443} = 0,52. \text{ Отже } K_{\phi} = 1,063;$$

$$П_1 = 1,012 \cdot 10^7 \cdot 0,018 \cdot 1,68 = 306028,8 \text{ грн};$$

$$П_2 = 306028,8 \cdot 1 \cdot (1,063 - 1) = 19279,8 \text{ грн};$$

$$П_Q = 306028,8 + 19279,8 = 325308,6 \text{ грн}.$$

Затрати за першим варіантом становлять:

$$З_{ДС1} = \frac{342306,77 + 325308,6}{0,2} = 3338076,85 \text{ грн}.$$

Варіант 2. Встановлення КП на стороні 0,38кВ.

Затрати в цьому варіанті будуть [14]:

$$З_{ДС2} = \frac{B_{екс} + B_{втр}}{E} + K_{КБ}, \quad (2.35)$$

де $B_{екс}$ – втрати на експлуатацію, грн;

$B_{втр.КБ}$ – втрати активної потужності в конденсаторних батареях, грн;

$K_{КБ}$ – основні капітальні затрати, грн.

Затрати на встановлення НБК отримуємо за формулою:

$$K_{НБК} = K_0 \cdot Q_K, \quad (2.36)$$

де K_0 – питомі затрати на встановлення 1 кВАр потужності компенсуючих пристроїв, при напрузі 0,4 кВ; $K_0 = 54 \text{ грн / кВАр}$ [14];

$$Q_K = Q_p + Q_{Tp} = 1277 + 148 = 1425 \text{ кВАр}; \quad K_{НБК} = 54 \cdot 1425 = 76950 \text{ грн}.$$

Вартість затрат на експлуатацію становить [14]:

$$B_{екс} = \frac{\alpha_{екс} \%}{100} \cdot K_{НБК}, \quad (2.37)$$

де $\alpha_{екс}, \%$ – норма амортизації, грн; ($\alpha_{екс} = 5,3\%$)

$$B_{екс} = \frac{5,3}{100} \cdot 76950 = 4078,35 \text{ грн}.$$

Визначаємо втрати активної потужності в НБК:

$$B_{втр.БК} = Q_K \cdot p_0 \cdot T_{нб} \cdot Ц_{екс}, \quad (2.38)$$

де Q_K – компенсована реактивна потужність, $кВАр$;

P_0 – питомі діелектричні втрати, $кВт / кВАр$;

$T_{нб}$ – час максимального навантаження, $год$;

$$B_{втр.БК} = 1425 \cdot 0,25 \cdot 10^{-3} \cdot 7100 \cdot 1,68 = 4249,35 \text{ грн.}$$

Затрати за другим варіантом становлять:

$$Z_{ДС2} = \frac{4078,35 + 4249,35}{0,2} + 76950 = 118588,5 \text{ грн.}$$

Варіант 3. – Встановлення КП на стороні 10кВ.

Затрати в даному варіанті:

$$Z_{ДС3} = \frac{B_{втр.БК} + B_{екс} + B_{втр.Тр} + B_{екс.ВИМ}}{E} + K_{БК} + K_{ВИМ}. \quad (2.39)$$

Визначаємо затрати активної потужності у ВБК за (2.38):

$$B_{втр.БК} = 1425 \cdot 0,07 \cdot 10^{-3} \cdot 7100 \cdot 1,68 = 1189,82 \text{ грн.}$$

Капітальні затрати на встановлення ВБК (2.36):

$$K_{БК} = 20,4 \cdot 1425 = 29070 \text{ грн.}$$

де K_0 – питомі затрати на встановлення 1 $кВАр$ потужності компенсуючих пристроїв при напрузі 6 $кВ$; $K_0 = 20,4 \text{ грн} / \text{кВАр}$.

Визначаємо вартість витрат на експлуатацію ВБК за (2.37):

$$B_{екс} = \frac{4,3}{100} \cdot 29070 = 1250 \text{ грн.}$$

Вартість високовольтних вимикачів 85000 грн. Затрати на їх експлуатацію становлять (2.20).

$$B_{екс.ВИМ} = \frac{4,3}{100} \cdot 85000 = 3655 \text{ грн.}$$

Затрати на ТП розраховані в першому варіанті.

Отже, затрати за третім варіантом становлять:

$$Z_{ДС} = \frac{1189,82 + 1250 + 342306,77 + 3655}{0,2} + 29070 + 85500 = 184250,3 \text{ грн.}$$

Результати розрахунків наводимо в таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Результати розрахунків варіантів компенсації реактивної потужності.

Варіант	Компенсація відсутня	КП на стороні НН	КП на стороні ВН
Мінімальні затрати, тис. грн.	3338,076	118,589	184,250

Як видно з таблиці 2.10 пристрої компенсації реактивної потужності розміщуємо на стороні НН (0,38 кВ).

Вибираємо пристрої компенсації реактивної потужності внутрішнього встановлення, типу *CSADP* представлених в таблиці 2.11

Таблиця 2.11 – Вибір пристроїв компенсації реактивної потужності

Назва установки	Тип КБ	$Q_{KB}, \text{кВАр}$	Кількість
<i>АВТ</i>	<i>CSADP4-0,4/50</i>	50	10
	<i>CSADP4-0,4/40</i>	40	2
	<i>CSADP4-0,4/2,5</i>	2,5	1
<i>АТ-3</i>	<i>CSADP4-0,4/50</i>	50	10
	<i>CSADP4-0,4/15</i>	15	2
	<i>CSADP4-0,4/3,15</i>	3,15	1
<i>ЕЛОУ</i>	<i>CSADP4-0,4/40</i>	44	4

2.8 Висновки до другого розділу

Для вибору заходів забезпечення надійності проведені розрахунки електричних навантажень силового обладнання хімічного цеху дозволили визначити максимальні навантаження груп споживачі та отримати значення реактивного навантаження.

Основне обладнання цеху відноситься до I категорії за надійністю електропостачання, тому запропоновано встановлення трьох двох трансформаторні підстанції з оптимальними за навантаженнями потужностями:

1000кВА та 250кВА з регулювання напруги перемиканням відгалужень обмоток пристроями без збудження.

Розроблена схема освітлювальної мережі цеху з вибором провідників, комутаційного обладнання та проведена заміна ламп розжарювання на більш надійні й ефективні – дугові ртутні лампи денного світла.

Здійснено розрахунок силової розподільчої мережі з вибором перерізів жил низьковольтних кабелів.

Проведений розрахунок забезпечення балансу реактивної потужності та за дисконтними витратами визначено місце встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності на стороні 0,4кВ.

Проведений вибір пристроїв компенсації реактивної потужності внутрішнього встановлення типу *CSADP*.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Для забезпечення нормальних режимів роботи системи електропостачання є захист мережі та електричного обладнання від пошкодження ізоляції при виникненні короткого замикання (КЗ). в або в елементах електрообладнання або неправильних дій обслуговуючого персоналу. Для зниження збитків, зумовлених виходом з ладу електрообладнання при протіканні струмів КЗ та швидкого відновлення нормального режиму роботи системи електропостачання проводимо розрахунки струмів КЗ для вибору захисного обладнання й засобів обмеження струмів КЗ [21].

Розрахунковим видом КЗ для вибору або перевірки параметрів електрообладнання вважаємо трифазне КЗ [21].

Розрахунок струмів короткого замикання в мережі вище 1 кВ [21].

Для розрахунку струмів КЗ складаємо розрахункову схему системи електропостачання (рисунок 3.1) та схему заміщення високовольтною мережі (рисунок 3.2).

Оскільки в нормальному режимі секційний вимикач вимкнений, то схема заміщення складається з однієї вітки з трансформатором.

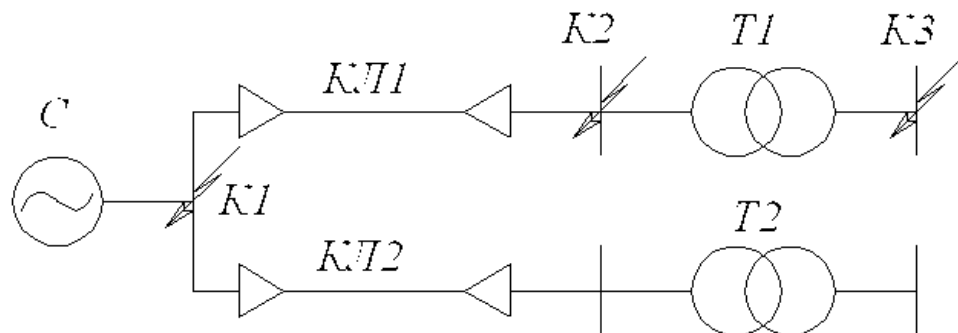


Рисунок 3.1 – Принципова схема мережі електропостачання 6 кВ.

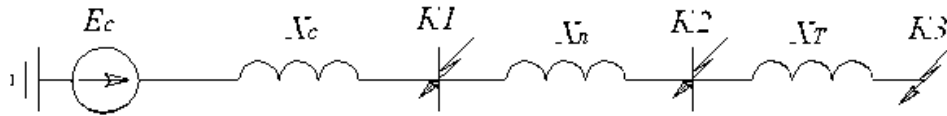


Рисунок 3.2 – Схема замощення високовольтної мережі електропостачання.

Розрахунок проводимо у відносних базових одиницях.

Приймаємо базові одиниці $S_{\delta} = 1000 \text{ МВА}$, $U_{\delta} = 6,3 \text{ кВ}$.

Визначаємо значення базового струму [21]:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 \text{ кА}.$$

Визначаємо опори елементів схеми замощення в базових одиницях [21]:

– опір системи: K_B

$$X_{C*\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta}I_{K31}^{(C)}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 17} = 5,39,$$

де $I_{K31}^{(C)}$ – струм КЗ на шинах системи (в точці $K1$), кА ;

– опір кабельної лінії:

$$X_{KL*\delta} = X_0L \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = 0,0602 \cdot 1,03 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 1,562;$$

– опір трансформатора

$$X_{T*\delta} = \frac{U_K \%}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ,Т}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000}{1} = 55.$$

Визначаємо значення струмів КЗ.

Для точки $K1$ струм КЗ рівний струму КЗ на шинах системи:

$$I_{K1} = I_{K31}^{(C)} = 17 \text{ кА}.$$

Ударне значення струму КЗ становить:

$$i_{v,K1} = \sqrt{2}K_v I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 17 = 43,27 \text{ кА};$$

$$I_{v,K1} = I_{K1} \sqrt{1 + 2(K_v - 1)^2} = 17 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 25,67 \text{ кА},$$

де K_v – ударний коефіцієнт, приймаємо $K_v = 1,8$.

Для точки К2 струми К3 визначаємо за виразами [21]:

$$I_{K2} = \frac{I_{\delta}}{X_{C*\delta} + X_{КЛ*\delta}} = \frac{91,64}{5,39 + 1,562} = 13,18 \text{ кА};$$

$$i_{V,K2} = \sqrt{2} K_V I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 13,18 = 33,55 \text{ кА};$$

$$I_{V,K2} = I_{K2} \sqrt{1 + 2(K_V - 1)^2} = 13,18 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 19,9 \text{ кА}.$$

Для точки К3 коротке замикання є низьковольтним, проте у разі К3 необхідно, щоб спрацював захист, встановлений на високій стороні. Отже, при К3 розраховуємо струми на високій стороні [21]:

$$I_{K3} = \frac{I_{\delta}}{X_{C*\delta} + X_{КЛ*\delta} + X_{T*\delta}} = \frac{91,64}{5,39 + 1,562 + 55} = 1,479 \text{ кА};$$

$$i_{V,K3} = \sqrt{2} K_V I_{K3} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 1,479 = 3,765 \text{ кА};$$

$$I_{V,K3} = I_{K3} \sqrt{1 + 2(K_V - 1)^2} = 1,479 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 2,233 \text{ кА}.$$

Розрахунок струмів К3 на установках напругою до 1000 В [21].

Розрахунок струмів К3 в низьковольтній мережі проводимо з врахуванням наступних особливостей [21]:

- приймаємо в заступній схемі з джерело постійної ЕРС з нульовим внутрішнім опором;
- враховуємо поряд із індуктивними опорами активні опори трансформаторів, ліній, шинопроводів, комутаційних обладнання;
- в заступній схемі вводимо перехідний опір контактних з'єднань;

Проведемо розрахунок струмів К3 в мережі напругою 0,38 кВ згідно схеми на рисунку 3.3.

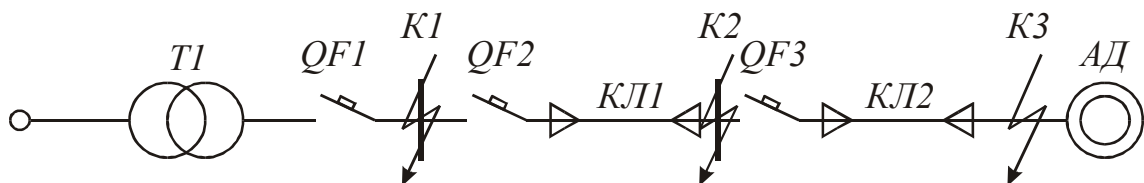


Рисунок 3.3 – Розрахункова схема низьковольтної електричної мережі.

Схема заміщення низьковольтної мережі наведена на рисунку 3.4.

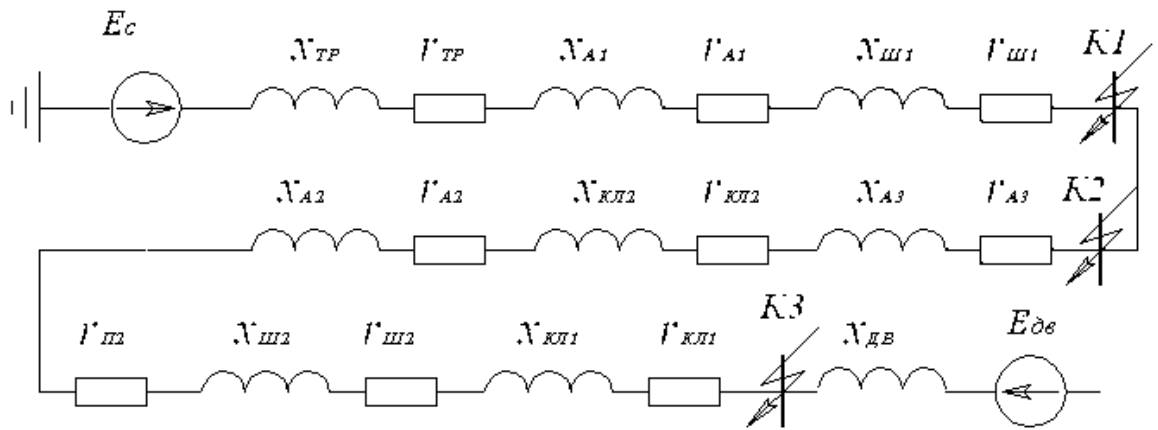


Рисунок 3.4 – Схема заміщення для розрахунку струмів К3.

Визначаємо значення опорів схеми заміщення.

Опори трансформатора r_T та x_T зводимо до напруги основного ступеня (0,38 кВ):

$$r_T = \frac{\Delta P_{K3}}{S_{НОМ}^2} \cdot U_{CP}^2 = \frac{10,8}{1000^2} \cdot 0,4^2 = 1,728 \text{ мОм};$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{U_{K\%}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_K}{S_{НОМ}}\right)^2} \cdot \frac{U_{CP}^2}{S_{НОМ}} = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{10,8}{1000}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{1000} = 8,629 \text{ мОм}.$$

Опори струмових котушок розчеплювачів АВ залежать від $I_{НОМ}$ вимикача, відповідно:

$$QF1: \quad r_{QF1} = 0,12 \text{ мОм}; \quad x_{QF1} = 0,05 \text{ мОм};$$

$$QF2: \quad r_{QF2} = 0,14 \text{ мОм}; \quad x_{QF2} = 0,08 \text{ мОм};$$

$$QF3: \quad r_{QF3} = 0,16 \text{ мОм}; \quad x_{QF3} = 0,1 \text{ мОм}.$$

Опори на збірних шинах на КТП становить:

$$r_{Ш} = 0,77 \text{ мОм}; \quad x_{Ш} = 1,33 \text{ мОм}.$$

Перехідний опір на шинах підстанції $r_{Д1} = 15 \text{ мОм}$.

Перехідний опір на приєднанні до СП $r_{Д2} = 20 \text{ мОм}$.

Перехідний опір на приєднанні споживача $r_{Д3} = 25 \text{ мОм}$.

а) Точка К1:

Сумарні опори зв'язку із точкою К1 становлять:

$$r_{\Sigma 1} = r_T + r_{QF1} + r_{Ш} + r_{Д1} = 1,728 + 0,12 + 0,77 + 15 = 17,618 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma 1} = x_T + x_{QF1} + x_{III} = 8,629 + 0,05 + 1,33 = 10,009 \text{ мОм}.$$

Струм КЗ в точці 1 становить

$$I''_{K1} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \sqrt{r_{\Sigma 1}^2 + X_{\Sigma 1}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{17,618^2 + 10,009^2}} = 11,26 \text{ кА}.$$

Визначаємо постійну часу згасання [21]:

$$T_A = \frac{X_{\Sigma 1}}{\omega \cdot r_{\Sigma 1}} = \frac{10,009}{314 \cdot 17,618} = 0,0018.$$

Визначаємо значення ударного коефіцієнта [21]:

$$K_{вд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_A}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0018}} = 1,00387, \quad (3.1)$$

Ударний струм становить:

$$i_{вд1} = \sqrt{2} \cdot K_{вд} \cdot I''_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,00387 \cdot 11,26 = 15,99 \text{ кА}.$$

б) Точка К2.

Визначаємо сумарні опори зв'язку із точкою К2:

$$r_{\Sigma 2} = r_{\Sigma 1} + r_{QF2} + r_{KL1} + r_{D2} = 17,618 + 0,14 + 0,062 + 20 = 37,82 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma 2} = x_{\Sigma 1} + x_{QF2} + x_{KL1} = 10,009 + 0,08 + 0,00495 = 10,094 \text{ мОм}.$$

Струм КЗ в точці 2 становить:

$$I''_{K2} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \sqrt{r_{\Sigma 2}^2 + X_{\Sigma 2}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{37,82^2 + 10,094^2}} = 5,9 \text{ кА}.$$

Визначаємо значення ударного струму:

$$i_{вд2} = \sqrt{2} \cdot K_{вд} \cdot I''_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,00387 \cdot 5,9 = 8,376 \text{ кА}.$$

в) Точка К3:

Сумарні значення опорів зв'язку із точкою К3 становлять:

$$r_{\Sigma 3} = r_{\Sigma 2} + r_{QF3} + r_{KL2} + r_{D3} = 37,82 + 0,16 + 0,277 + 25 = 63,21 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma 3} = x_{\Sigma 2} + x_{QF3} + x_{KL2} = 10,094 + 0,1 + 0,0135 = 11,054 \text{ мОм}.$$

Струм КЗ в точці 3 буде:

$$I''_{K3} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \sqrt{r_{\Sigma 3}^2 + X_{\Sigma 3}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{63,21^2 + 11,054^2}} = 3,6 \text{ кА}.$$

Визначаємо значення ударного струму:

$$i_{удз} = \sqrt{2}K_{уд}I''_{кз} = \sqrt{2} \cdot 1,00387 \cdot 3,6 = 5,11 \text{ кА}.$$

Значення струмів КЗ використовуємо для вибору вставок автоматичних вимикачів та повірки захисного обладнання на термічну та динамічну стійкість.

3.2 Вибір автоматичних вимикачів

Вибір автоматичних вимикачів проводимо з дотриманням наступних умов [20]:

– номінальна напруга мережі:

$$U_{В.НОМ} \geq U_{М.НОМ}; \quad (3.2)$$

– номінальний струм автоматичного вимикача:

$$I_{В.НОМ} > I_{РОБ}, \quad (3.3)$$

де , для окремих споживачів:

$$I_{РОБ} = I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}}, A. \quad (3.4)$$

Для групи споживачів:

$$I_{РОБ} = \sum_{i=1}^n I_{НОМ,i} A. \quad (3.5)$$

– номінальний струм вимкнення вимикача:

$$I_{ВІДКЛ.НОМ} > I_{ПО}; \quad (3.6)$$

– номінальний струм розчеплювача (захист від перевантажень):

$$I_{РОЗ.НОМ} > I_{РОЗ},$$

де для одиночних споживачів:

$$I_{РОЗ} = K_H \cdot I_{ПУСК}, \quad (3.7)$$

K_H – коефіцієнт надійності , $K_H = 1,1$;

$I_{ПУСК}$ – пусковий струм приймача, A ;

Для групового вимикача:

$$I_{РОЗ} = \sum_{i=1}^{n-1} I_{НОМ,i} + I_{ПУСК,НБ}, \quad (3.8)$$

де $\sum_{i=1}^{n-1} I_{НОМ,i}$ – сума номінальних струмів споживачів групи, крім споживача найбільшої потужності, A ;

$I_{ПУСК,НБ}$ – пусковий струм споживача найбільшої потужності в даній групі, A ;

Струм вставки електромагнітного розчеплювача розраховуємо за формулою (захист від КЗ) [21]:

$$I_{УСТ} = K_{ЕЛ} \cdot K_{Н} \cdot I_{Р,НОМ}, \quad (3.9)$$

де $K_{ЕЛ}$ – коефіцієнт врахування типу розчеплювача;

$K_{Н}$ – коефіцієнт надійності спрацювання.

Проводимо розрахунки та вибір автоматичних вимикачів, що живлять окремі приймачі. Результати вибору зводимо у таблицю 3.1.

Таблиця 4.1 – Результати вибору вимикачів для живлення електродвигунів

Потужність двигуна, кВт	$I_{роб.мах},$ A	Тип вимикача	$I_{ном.розч},$ A	$I_{ел.магн.розч},$ кА	$I_{тепл.розч},$ кА
315	478,6	АВМ 10Н	1000	4	0,625
200	303,9	ВА 5135 – 340010	320	3,84	0,352
160	243,1	ВА 5135 – 340010	250	3,0	0,3125
132	200	ВА 5135 – 340010	200	2,4	0,22
110	167,1	ВА 5135 – 340010	200	2,4	0,22
110	167,1	ВА 5135 – 340010	200	2,4	0,22
90	136,7	ВА 5135 – 340010	200	2,4	0,22
75	114	ВА 5135 – 340010	125	1,5	0,137
55	83,6	ВА 5135 – 340010	100	1,2	0,125
50	76	ВА 5135 – 340010	80	0,96	0,088
37	56,2	ВА 5135 – 340010	63	0,76	0,07
32	48,6	АЕ 2036 ММ	50	0,6	0,065

– продовження таблиці 3.1

Потужність двигуна, кВт	$I_{роб.мах},$ А	Тип вимикача	$I_{ном.розч},$ А	$I_{ел.магн.розч},$ кА	$I_{тепл.розч},$ кА
30	45,6	АЕ 2036 ММ	50	0,6	0,065
25	38	АЕ 2036 ММ	40	0,48	0,052
22	33,4	АЕ 2036 ММ	40	0,48	0,052
18,5	28,1	АЕ 2036 ММ	31,5	0,38	0,041
15	22,8	АЕ 2036 ММ	31,5	0,38	0,041
13	19,8	АЕ 2036 ММ	20	0,24	0,026
10	15,2	АЕ 2036 ММ	16	0,19	0,021
7,5	11,4	АЕ 2036 ММ	12,5	0,15	0,016
5,5	8,4	АЕ 2036 ММ	10	0,12	0,013
4,6	7	АЕ 2036 ММ	10	0,12	0,013
4	6,1	АЕ 2036 ММ	6,3	0,076	0,008

Вибір автоматичних вимикачів силових щитів управління [20].

Розрахунок та вибір автоматичних вимикачів силових щитів управління, проводимо аналогічно. Результати зводимо у таблицю 3.2.

Таблиця 3.2 – Результати вибору вимикачів для живлення ЩСУ

Назва ЩСУ	Потужність ЩСУ	$I_{роб.мах},$ А	Тип вимикача	$I_{ном.розч},$ А	$I_{ел.магн.розч},$ кА	$I_{тепл.розч},$ кА
ЩСУ – 2(АВТ)	272,2	413,6	АВМ 10С	500	6	0,55
ЩСУ – 3(АВТ)	339,3	515,5	АВМ 10С	600	7,2	0,66
ЩСУ – 1(АТ – 3)	683,37	1038,3	АВМ 15С	1200	10	1,32
ЩСУ – 2(АТ – 3)	402,26	611,2	АВМ 10С	800	9,6	0,88
ЩСУ – 3(АТ – 3)	122,42	186	ВА 5135 – 3400	100 200	2,4	0,22

Вибір секційного вимикача [21].

Проводимо розрахунок та вибір секційного вимикача на шинах 0,38 кВ:

$$I_{\text{РОБ,СВ}} = \frac{S_{\text{РОБ}}}{2\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{1038,3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,38} = 788,8 \text{ А}.$$

Вибираємо вимикач типу АВМ 10Н із $I_{\text{В,НОМ}} = 1000 \text{ А}$; $U_{\text{В,НОМ}} = 380 \text{ В}$;

$I_{\text{АП,ДОП}} = 20 \text{ кА}$; $I_{\text{ЕЛ,МАГН}} = 4000 \text{ А}$; $I_{\text{ТЕПЛ}} = 1500 \text{ А}$ [21].

Вибір вимикачів на низькій напрузі ТП [21].

Проведемо вибір вимикачів на низькій напрузі ТП (для установки АТ-3)

$$I_{\text{РОБ}} = \frac{S_{\text{РОБ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1030,3}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1565,4 \text{ А};$$

Вибираємо вимикач типу АВМ 20Н з параметрами [21]:

$I_{\text{В,НОМ}} = 2000 \text{ А}$; $U_{\text{В,НОМ}} = 380 \text{ В}$; $I_{\text{АП,ДОП}} = 35 \text{ кА}$; $I_{\text{ЕЛ,МАГН}} = 8000 \text{ А}$;

$I_{\text{ТЕПЛ}} = 2000 \text{ А}$.

Для інших установок вибір проводимо аналогічно.

Результати вибору зводимо у таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 – Результати розрахунку та вибору вимикачів на НН ТП

Назва установки	Потужність установки	$I_{\text{роб.мах}}, \text{ А}$	Тип вимикача	$I_{\text{ном.розч}}, \text{ А}$	$I_{\text{ел.магн.розч}}, \text{ кА}$	$I_{\text{тепл.розч}}, \text{ кА}$
АВТ	1097	1666,7	АВМ 20Н	2000	8	2
АВТ	1030,3	1565,4	АВМ 20Н	1600	8	2
АТ-3	316	480,1	АВМ 10Н	500	4	625

3.3 Вибір магнітних пускатів в колах асинхронних двигунів

Проводимо вибір магнітних пускатів в колах асинхронних двигунів на базі умов вибору та перевірки магнітних пускатів серії ПМА змінного струму з тепловим реле з потужністю до 75 кВт:

$$U \leq U_{\text{НОМ}}, \quad I_{\text{МАХ}} < I_{\text{НОМ}} \quad (3.10)$$

$$P_{\text{ДВ}} \leq P_{\text{НОМ}} \cdot \quad (3.11)$$

Результати розрахунку та вибору магнітних пускачів [21] зводимо в таблиці

3.4.

Таблиця 3.4 – Результати розрахунку та вибору магнітних пускачів

Тип магнітного пускача	$U_{НОМ}, В$	$P_{НОМ,ДВ}, кВт$	$I_{НОМ,ДВ}, А$	$I_{НОМ,ЛМ}, А$
<i>КТП 6053</i>	0,4	315	479	630
<i>КТП 6053</i>	0,4	200	304	400
<i>КТП 6053</i>	0,4	160	243	250
<i>ПМЛ – 710004</i>	0,4	132	200	200
<i>ПМЛ – 710004</i>	0,4	110	167	200
<i>ПМЛ – 710004</i>	0,4	90	137	200
<i>ПМЛ – 610004</i>	0,4	75	114	125
<i>ПМЛ – 610004</i>	0,4	55	83,6	125
<i>ПМЛ – 510004</i>	0,4	50	76	80
<i>ПМЛ – 410004</i>	0,4	37	56,2	63
<i>ПМЛ – 410004</i>	0,4	32	48,6	63
<i>ПМЛ – 410004</i>	0,4	30	45,6	63
<i>ПМЛ – 310004</i>	0,4	25	38	40
<i>ПМЛ – 310004</i>	0,4	22	33,4	40
<i>ПМЛ – 310004</i>	0,4	18,5	28,1	40
<i>ПМЛ – 210004</i>	0,4	15	22,8	25
<i>ПМЛ – 210004</i>	0,4	13	19,75	25
<i>ПМЛ – 210004</i>	0,4	10	15,2	25
<i>ПМЛ – 210004</i>	0,4	7,5	11,4	25
<i>ПМЛ – 110004</i>	0,4	5,5	8,4	10
<i>ПМЛ – 110004</i>	0,4	4,6	7	10
<i>ПМЛ – 110004</i>	0,4	4	6,1	10

3.4 Вибір шин та ізоляторів 0,38 кВ

Проводимо вибір шин за допустимим струмом для шин з'єднувальних елементів окремих ЩСУ [22].

Значення струмів КЗ: $I''_{K1} = 11,26 \text{ кА}$; $I_y = 15,92 \text{ кА}$; $B_K = 255 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Максимальний робочий струм: $I_{POB} = 1667 \text{ А}$.

Вибираємо алюмінієві шини розміром $75 \times 35 \text{ мм}$, з перерізом однієї шини 695 мм^2 .

Виконуємо перевірку шини за максимально допустимим струмом:

– при зниженні напруги на 5% отримуємо:

$$I_{POB.MAX} = \frac{I_{POB}}{0.95} = \frac{1667}{0.95} = 1755 \text{ А};$$

– виконання умови за тривало допустимим струмом:

$$I_{TP.ДОП} = 2670 \text{ А} > I_{POB.MAX} = 1755 \text{ А}.$$

Виконуємо перевірку шини на термічну стійкість за формулою [22]:

$$S_{MIN} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (3.12)$$

де B_K – тепловий імпульс, $\text{А}^2 \cdot \text{с}^4$;

C – теплова функція при номінальних умовах, $C = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^2 / \text{мм}^2$.

$$S_{MIN} = \frac{\sqrt{11,26^2 \cdot (0,25 + 0,5)^2 \cdot 10^6}}{90} = 93,8,$$

$$S_{MIN} = 93,4 \text{ мм}^2 < S_H = 2 \cdot 695 = 1390 \text{ мм}^2.$$

Виконуємо перевірку шини на динамічну стійкість.

Приймаємо віддаль між фазами $a = 0,1 \text{ м}$; відстань між ізоляторами $L = 2 \text{ м}$.

Зусилля взаємодії між фазами визначаємо за формулою [22]:

$$f_\phi = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (3.13)$$

$$f_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{15,92^2}{0,1} = 439 \text{ Н / м}.$$

Визначаємо напруженість в матеріалі за формулою [22]:

$$\delta_{\phi} = \frac{f_{\phi} \cdot L^2}{10 \cdot W_{Y0-Y0}}, \quad (3.14)$$

$$\delta_{\phi} = \frac{439 \cdot 2^2}{10 \cdot 243} = 0,723 \text{ МПа}.$$

Визначаємо зусилля взаємодії між фазами за формулою [22]:

$$f_{\Pi} = 0,5 \cdot \frac{i_V^2}{h} \cdot 10^{-7}, \quad (3.15)$$

$$f_{\Pi} = 0,5 \cdot \frac{15,92^2}{0,1} \cdot 10^{-7} = 127 \text{ Н / м}.$$

Визначаємо відстань між прокладками [22]:

$$l_{\Pi.MAX} = \sqrt{\frac{12 \cdot (\delta_{ДОП} - \delta_{\phi}) \cdot W_{Y0-Y0}}{f_{\Pi}}}, \quad (3.16)$$

$$l_{\Pi.MAX} = \sqrt{\frac{12 \cdot (70 - 0,739) \cdot 243}{130}} = 39,4 \text{ м}.$$

Оскільки, довжина прогону становить 2 м, то додаткових прокладок не вимагається.

Проводимо вибір ізоляторів за допустимим зусиллям на ізолятор:

$$F_{РОЗР} = f_{\phi} \cdot l; \quad (3.17)$$

$$F_{РОЗР} = 2387 \cdot 2 = 882 \text{ Н} = 0,882 \text{ кН}.$$

Вибираємо ізолятор $ОФ - 0,4 - 3,75 \text{ УЗ}$ з допустимим зусиллям руйнування на згин $F_{НОМ} = 3,75 \text{ кН}$, $F_{ДОП} = 0,6 \cdot F_{НОМ}$;

$$F_{ДОП} = 0,6 \cdot 3,75 = 2,25 \text{ кН} > F_{РОЗР} = 0,882 \text{ кН}. \text{ Умова виконується.}$$

3.5 Вибір трансформаторів струму на НН силових трансформаторів

Для проведення обліку здійснюємо вибір трансформатора струму $ТЛМ - 0,4 - 2$. Подаємо розрахункові дані для вибору трансформатора струму:

Розрахункові дані	Каталожні дані
<i>ТЛМ – 0,4 – 2</i>	
$U_{УСТ} = 0,38 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 0,4 \text{ кВ}$
$I_{РОБ.МАХ} = 1667 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 2000 \text{ А}$
$i_{У} = 16,107 \text{ кА}$	–
$B_K = 255 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(K_T \cdot I_{НОМ})^2 t_{ГР} = 1500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Здійснюємо перевірку трансформатор струму за вторинному навантаженням і результати заносимо в таблицю 3.5.

Таблиця 3.5 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	З – 335	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д – 335	0,5	–	0,5
Варметр	Д – 335	0,5	–	0,5
Лічильник активної енергії	СТ – ЭА05	2,5	–	2,5
Лічильник реактивної енергії	СТ – ЭР05	2,5	2,5	2,5
Підсумок		6,5	3,0	6,6

Для дотримання заданого класу точності 0,5 визначаємо переріз з'єднувальних мідних проводів ($r = 0,0175 \text{ Ом}$), прийнявши їх довжину $l_{РОЗР} = 50 \text{ м}$,

$$r_{ГР} = r_H - r_{ПРИЛ} - r_K, \quad (3.18)$$

де r_H – номінальне навантаження ТС в даному класі точності, $r_H = 0,8 \text{ Ом}$;

$r_{ПРИЛ}$ – опір приладів підключених до ТС, Ом ;

r_K – опір контактного з'єднання ТА з приладами, Ом .

$$r_{ГР} = 0,8 - \frac{6,5}{25} - 0,1 = 0,44 \text{ Ом},$$

$$S = \frac{\rho \cdot l_{РОЗР}}{r_{ГР}} = \frac{0,0175 \cdot 50}{0,44} = 2 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо кабель ВВГ з мідними жилами перерізом $2,5 \text{ мм}^2$.

3.6 Вибір і розрахунок релейного захисту і автоматики

Для забезпечення надійної роботи енергосистеми релейний захист повинен: мати селективність – відмикати з витримкою за часом пошкоджений елемент; чутливість до всіх видів пошкоджень; бути виконаним за найпростішими схемами.

Вибір і розрахунок релейного захисту лінії живлення ТП – 6/0,38.

Для захисту даної лінії використовуємо максимальний струмовий захист (МСЗ); струмову відсічку (СВ) [21].

Максимальний струмовий захист.

Визначаємо значення робочого максимального струму:

$$I_{P.MAX} = \frac{1,4 \cdot S_{TP}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 128,3 \text{ A}.$$

$$I_{МСЗ} = \frac{k_{над} \cdot k_3 \cdot I_{Н.МАХ}}{k_{ПОВ}},$$

(3.19)

де $k_{над}$ – коефіцієнт надійності, приймаємо $k_{над} = 1,15$;

k_3 – коефіцієнт запасу, приймаємо $k_3 = 2$;

$k_{ПОВ}$ – коефіцієнт повернення, приймаємо $k_{ПОВ} = 0,8$;

$I_{Н.МАХ}$ – максимальний струм навантаження, А.

$$I_{МСЗ} = \frac{1,2 \cdot 2,5 \cdot 128,3}{0,8} = 482 \text{ A}.$$

Захист повинен надійно працювати при КЗ і володіти коефіцієнтом чутливості в кінці ділянки з виконанням умови [21]:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{К.МІН}}{I_{МСЗ}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 13,18 \cdot 10^3}{482} = 23,7 > 1,5.$$

Чутливість забезпечується.

Визначаємо значення струму спрацювання реле [21]:

$$I_{C.P} = \frac{I_{MC3}}{K_I} \cdot K_{CX}, \quad (3.20)$$

де K_I – коефіцієнт трансформації, $K_I = 30$;

K_{CX} – коефіцієнт схеми, $K_{CX} = 1$.

$$K_I = \frac{I_{MC3}}{5} = \frac{482}{5} = 96,4.$$

Приймаємо $K_I = 100$ для трансформатора струму типу *ТПОЛ 10 УЗ*.

$$I_{C.P} = \frac{482}{100} \cdot 1 = 4,82 \text{ A}.$$

Струмова відсічка.

Визначаємо значення струму спрацювання захисту [21]:

$$I_{CB} = K_H \cdot I_{K.MAX}, \quad (3.21)$$

де K_H – коефіцієнт надійності, приймаємо $K_H = 1,2$;

$I_{K.MAX}$ – максимальний струм в кінці ділянки, яку захищають.

Для того, щоб струмова відсічка надійно захищала всю лінію та частину обмоток трансформатора, $I_{K.MAX}$ беремо на стороні НН $I_{K.MAX} = 1479 \text{ A}$.

$$I_{CB} = 1,2 \cdot 1479 = 1775 \text{ A}.$$

Струм спрацювання СВ:

$$I_{C.P} = \frac{I_{CB}}{K_I}, \quad (3.22)$$

де $K_I = \frac{I_{CB}}{5} = \frac{1775}{5} = 355$.

Приймаємо $K_I = 400$.

$$I_{C.P} = \frac{1775}{400} = 4,44 \text{ A}.$$

Виконуємо перевірку вибраного захисту на чутливість при двофазних КЗ [21]:

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 13,18 \cdot 10^3}{1775} = 6,43 > 1,5.$$

Чутливість забезпечується.

Захист силових трансформаторів на ТП – 6 /0,38.

Захист від однофазних замикань на землю проводимо автоматичними вимикачами з максимальним розчеплювачем на стороні низької напруги трансформатора [21].

Захист запобіжниками на стороні 6 кВ.

Вибір запобіжників в колі трансформаторів проводимо за наступними умовами [20]:

– за номінальною напругою:

$$U_{ВСТ,НОМ} \geq U_{МЕР};$$

– за граничним струмом вимкнення плавкої вставки:

$$I_{С.ЗАП} \geq I_{МАХ}^{(3)};$$

– за номінальним струмом плавкої вставки, враховуючи коефіцієнт надійності k_n , приймаємо: $k_n = 1,15$.

Результати розрахунків зводимо в таблицю 3.6.

Таблиця 4.7 – Вибір високовольтних запобіжників

Тип силового трансформатора	Тип запобіжника	Дані					
		Розрахункові			каталожні		
		$U_p,$ кВ	$k_n I_{Н.МАХ},$ А	$I_{МАХ}^{(3)},$ кА	$U_{НОМ},$ кВ	$I_{С.ЗАП},$ А	$I_{УСТ.НОМ},$ кА
ТМ – 1000 / 10	ПКЭМ – Т	6	155	13,8	6	2×80	2×50
ТМ – 1000 / 10	ПКЭМ – Т	6	155	13,8	6	2×80	2×50
ТМ – 250 / 10	ПКЭМ – Т	6	77,5	13,8	6	40	625

3.7 Вибір схеми автоматичного ввімкнення резерву (секційного вимикача)

Для забезпечення надійності системи електропостачання цехових двох трансформаторних підстанцій розміщуємо блок автоматичного введення резерву (АВР) на секційному вимикачі (СВ) ланки нижньої напруги 0,38кВ за допомогою реле РПВ – 358. Схема АВР (СВ) представлена на рисунку 3.5 [4].

Конструктивною особливістю запропонованої схеми є присутність пристрою виявлення втрати живлення та можливість перевірки значення зустрічної напруги.

Спрацювання АВР відбувається при невідповідності ключа управління.

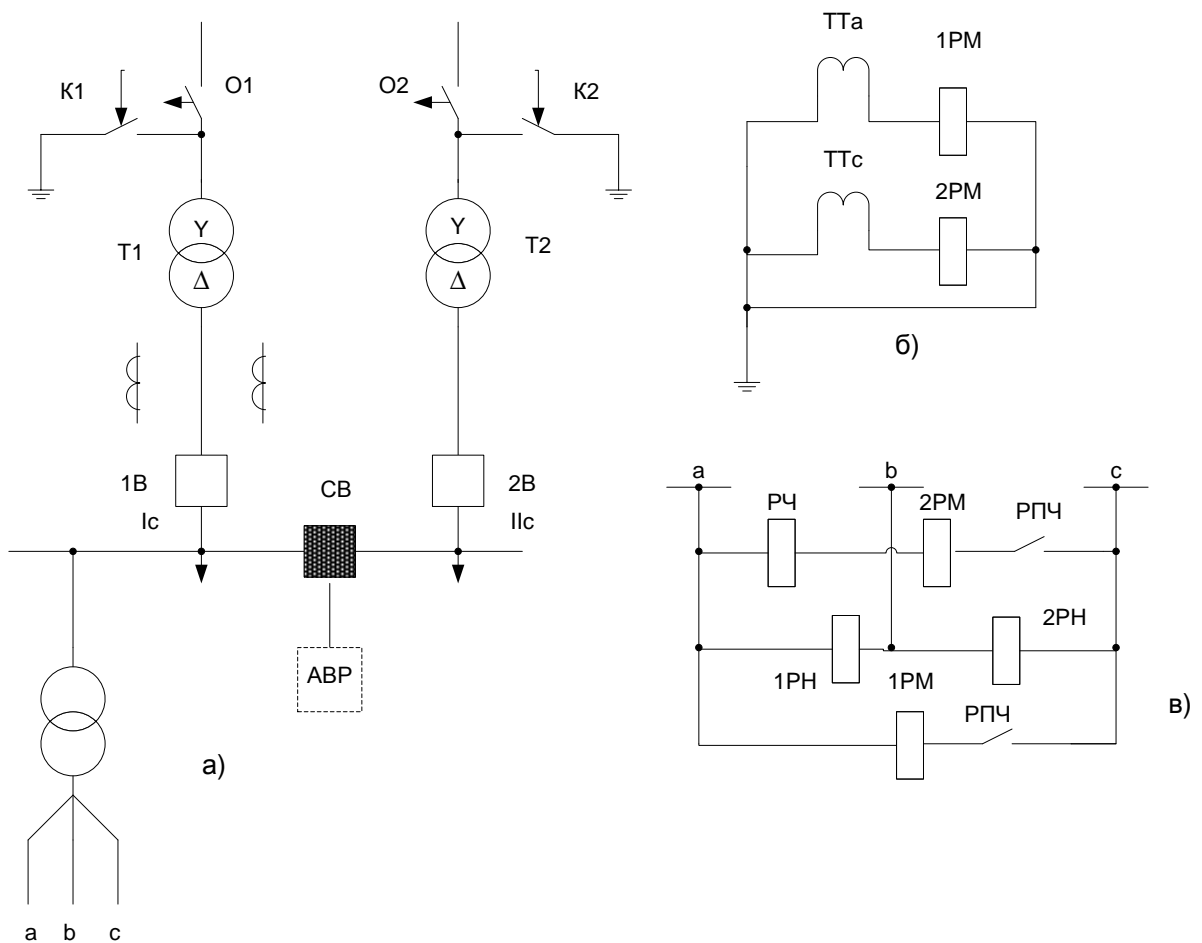


Рисунок 3.5 – Схема АВР СВ з пристроєм виявлення втрати живлення та перевіркою значення зустрічної напруги.

Крім спрацювання АВР за класичною схемою: перемикання секційного вимикача на резервний трансформатор при спрацюванні захисту або внутрішніх пошкодженнях робочого трансформатора чи втрати живлення, в схемі АВР передбачено [4]:

- можливість контролю зникнення напруги на резервній секції шин, що запобігає несинхронному ввімкненні резервного живлення;
- можливість реагування на зміну частоти та напрямку активної потужності, коли неефективно спрацьовує реле напруги та вимикач трансформатора залишається включеним;

– наявність двох реле зміни напрямку потужності, що забезпечує захист при неефективному спрацюванні за умови виникнення двофазного КЗ;

– пристрій АВР спрацьовує тільки при зникненні напруги. В інших випадках, наприклад, від струмових захистів, спрацьовує АПВ.

Робота пристрою АВР заборонена при [4]:

– замиканнях на землю в резервованій мережі;

– відключенні основної лінії живлення від АЧР.

3.8 Висновки до третього розділу

Для забезпечення надійності роботи електричного обладнання хімічного цеху проведено вибір захисного обладнання та релейного захисту й автоматики. На основі розрахунку струмів КЗ проведено розрахунки та вибір:

– автоматичних вимикачів та магнітних пускачів електричних двигунів;

– автоматичних вимикачів живлення силових щитів управління та щитів освітлювального навантаження;

– секційного вимикача та вимикачів на стороні низької напруги *ТПБ / 0,38кВ*

;

– шин та ізоляторів на стороні *0,38кВ*.

Проведено вибір захисного обладнання лінії живлення *ТП–6 / 0,38кВ* на основі розрахунку максимального струмового захисту та струмової відсічки.

Здійснено вибір високовольтних запобіжників на високій стороні двох трансформаторних підстанцій.

Для забезпечення надійної роботи електричного обладнання хімічного цеху запропоновано встановлення блоків АВР на цехових двох трансформаторних підстанціях на секційному вимикачі ланки нижньої напруги *0,38кВ*.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих факторів хімічного цеху

В процесі виробництва на якість роботи та продуктивність впливають умови праці. Аналізуючи потенційно небезпечні та шкідливі виробничі фактори хімічного цеху підприємства, слід відмітити, що при первинній переробці нафти, причиною нещасних випадків можуть бути наступні фактори, представлені в таблиці 4.1. [24].

Таблиця 4.1 – Аналіз потенційно небезпечних факторів [24]

Джерело небезпеки	Характеристика
Блок приготувань: Шум до 10дб	Діючий рівень звукового тиску: $L_p = 75 \text{ дб}$, $f_{CT} = 63 \text{ Гц}$. ГДР: $L_p = 99 \text{ дб}$, $f_{CT} = 63 \text{ Гц}$.
Блок очистки:	Діючий рівень віброшвидкості $L_p = 60 \text{ дб}$, $f_{CT} = 63 \text{ Гц}$. $L_p = 75 \text{ дб}$, $f_{CT} = 63 \text{ Гц}$.
Електрообладнання (двигуни насосів $P = 4 \div 200 \text{ кВт}$)	$U = 0,4 \text{ кВ}$; $I = 20 \text{ кА}$; $f = 50 \text{ Гц}$. Можливе ураження електричним струмом
Робота на висоті	Можливі механічні травми
Обертові частини двигунів	Можливі механічні травми

При первинній переробці нафти використовуються дуже шкідливі речовини, які вимагають. Перелік речовин з характеристиками представлено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Характеристика шкідливих речовин [24]

Назва речовини	ГДК даної речовини, $\text{мг} / \text{м}^3$		Перша медична допомога при отруєнні
	В робочі зоні	В атмосфері населеного пункту	
Бензин	100	5	Чисте повітря, тепло
Ацетон	200	0,35	Свіже повітря, міцний солодкий чай або кава
Метанол	5	1,0	Промивання, пити 5 % розчину соди, молока, чаю

Проаналізуємо мікроклімат у виробничих приміщеннях хімічного цеху згідно *ГОСТ-12.1.005-76*, що визначається наступними параметрами: температурою повітря, швидкістю руху повітря на робочому місці, відносною

вологістю та барометричним тиском. В таблиці 4.4 наведені параметри аналізу метеорологічних умов.

Таблиця 4.3 – Оптимальні значення метеорологічних умов у робочих зонах виробничих приміщень [24]

Назва приміщення	Категорія	Період року	Температура, °C	Відносна вологість, %	Швидкість вітру, м/с
Насосний блок	I	Теплий	+23 ÷ +25	40 – 60	0,1
		Холодний	+22 ÷ +24	40 – 60	0,1
Блок приготування	II	Теплий	+21 ÷ +23	40 – 60	0,3
		Холодний	+18 ÷ +20	40 – 60	0,2

Вентиляції дозволяє забезпечити чистоту повітря та дотримання заданих метеорологічних умов у виробничих приміщеннях хімічного цеху, що досягається витяжкою забрудненого або нагрітого повітря з приміщення та подачею свіжого повітря.

За способом переміщення повітря вентиляція має природній або механічний характер.

В таблиці 4.4 наведено типи та характеристики вентиляції, яка застосовується при нафтопереробці в хімічному цеху для дотримання метеорологічних умов.

Таблиця 4.4 – Характеристика штучної вентиляції [24].

Приміщення	Тип вентиляції	Вентиляційне обладнання	Кратність обміну повітря, л/год
Блок приготувань	Витяжна	Вентиляційний зонт	5
Насосний блок	Витяжна	Відцентровий вентилятор ВЦ – 4 – 70	5
Блок очистки	Витяжна	Відцентровий вентилятор ВЦ – 4 – 70	5

Згідно санітарних норм та правил [24] всі виробничі, побутові та адміністративні приміщення повинні мати штучне та природне освітлення.

Для штучного освітлення застосовують лампи розжарення, галогенні та газорозрядні лампи. В таблиці 4.5 наведена повна характеристика штучного

освітлення робочих місць хімічного цеху. Аварійне освітлення повинне бути не менше 10 % від нормованого, тобто не менше 5 лк.

Таблиця 4.5 – Характеристика штучного освітлення робочих місць [24]

Назва приміщення	Освітлення, лк			Тип світильників
	Загальне	Аварійне	Евакуаційне	
Насосний блок	50	5	–	<i>НПС – 220 – 150 – 8 М</i>
Блок приготувань	75	5	0,2	<i>НПС – 220 – 75 – 8 М</i>
Блок очистки	50	5	0,2	<i>НПС – 220 – 75 – 8 М</i>

4.2 Забезпечення безпеки технологічних процесів та експлуатації обладнання

Дотримання техніки безпеки спрямоване на захист людини від дії технічних засобів, які використовують в технологічному процесі. Індивідуальні захисні засоби забезпечують безпеку праці при розміщенні машин й обладнання. В таблиці 4.6 наводимо перелік основних засобів індивідуального захисту працівників від шкідливих виробничих факторів.

Таблиця 4.6 – Засоби індивідуального захисту робітників [24]

Виробничий фактор	Захисний пристрій	Назва, характеристика	Встановлення, професія робітника
Падіння з висоти	Захисний пояс, огорожа висотою 1,5 м, бортова дошка 15 см	<i>ВР</i> або <i>ВМ</i> за <i>ГОСТ 12.4.089 – 80</i>	Робоче місце на протязі зміни
Небезпека електротравматизму	Індивідуальні засоби захисту	Діелектричні рукавиці <i>ТУ 38 – 40 – 632 – 72</i>	Електромонтер
Шум з перевищенням ПДУ до 100 дб	Протишумні вкладки, прості навушники	<i>ТУ 6 – 16 – 2402 – 80</i> , <i>ТУУ 00 – 28 – 126 – 76</i>	Буровик, помічник буровика, слюсар
Механічні пошкодження органів зору	Захисні окуляри	<i>ГОСТ 124. 003 – 74</i>	Слюсар, помічник буровика

Пожежна безпека.

При первинній переробці нафти використовують багато пожежонебезпечних речовин. В таблиці 4.7 наведена характеристика деяких речовин та засоби пожежогасіння.

Таблиця 4.7 – Пожежонебезпечні властивості речовин та матеріалів та засоби гасіння в цеху первинної переробки нафти [24].

Назва речовини	Температура, °C			Границі займання		Засоби гасіння
	Спа-лаху	Самоза-ймання	Займа-ння	Концент-рація в об'ємі	Темпе-ратура, °C	
Бензин	39	255	–	0,75	39	Пінні та вуглекислотні вогнегасники
Бітум	–	–	285 – 351	–	–	Розпиленою піною
Ацетилен	–	–	335	2,8 – 81	–	Гасити піною в протигазах

Електробезпека.

Основні причини нещасних випадків від дії електричного струму [24]: поява напруги на металічних конструкціях, корпусах при пошкодженні ізоляції; поява крокової напруги на поверхні землі в результаті випадкового замикання на землю; виникнення напруги на відімкнених струмоведучих частинах внаслідок помилкового ввімкнення установки; випадкове доторкання до струмоведучих частин, що знаходяться під напругою .

- Заходи захисту від ураження електричним струмом [24]: захисне заземлення та занулення; захисне розділення мережі; застосування пониженої напруги; застосування вирівнювання потенціалу та подвійної ізоляції; забезпечення недоступності струмоведучих частин від випадкового доторку.

4.3 Забезпечення розосередження та евакуації працівників при надзвичайних ситуаціях

Евакуація та розосередження працівників підприємства необхідно проводити при наступних загрозах [25]:

- аварійних ситуаціях з викидом радіоактивних та хімічних речовин;
- масових пожежах, землетрусах, зсувів ґрунту, інших геологічних та гідрогеологічних явищ і процесів;
- затоплення місцевості.

Забезпечення розосередження та евакуації полягає у створенні необхідних умов, до яких відносяться: протирадіаційний та протихімічний захист, матеріальне, технічне медичне та транспортне забезпечення, які організовуються службами цивільного захисту [25].

Для протирадіаційного та протихімічного захисту передбачається: укриття в захисних спорудах; забезпечення засобами індивідуального захисту; своєчасне доведення сигналів оповіщення, організація хімічного та бактеріологічного контролю, дозиметричного обстеження, санітарної обробки та обеззараження [25].

Матеріальне забезпечення полягає у: забезпеченні транспортом для евакуаційних перевезень працівників та постачання паливом, мастилами та іншими матеріалами, а робітників – харчами та засобами першої необхідності.

Технічне забезпечення полягає в технічному обслуговуванні та поточного ремонту транспортних засобів, які проводяться формуваннями технічної служби, ремонтними підприємства, СТО [25].

Медичне забезпечення евакуаційних заходів полягає в створенні медичних пунктів в складі 2-3 медичних працівників, необхідної кількості ланок санітарних дружин. Вони зобов'язані: надавати невідкладну медичну допомогу хворим з подальшою евакуацією в медичні заклади.

До виконання описаних заходів залучаються також, за необхідності, формування охорони громадського порядку та відомчої воєнізованої та сторожової охорони та добровільних дружин [25].

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі розв'язана практична задача забезпечення надійності системи електропостачання хімічного цеху нафтопереробного заводу на основі аналізу режимів електроспоживання.

Для розробки заходів щодо забезпечення надійності хімічного цеху проведено розрахунки силового та освітлювального обладнання:

1. Запропоновано встановлення трьох двох трансформаторні підстанції з оптимальними за навантаженнями потужністю: 1000кВА та 250кВА з регулювання напруги перемиканням відгалужень обмоток пристроями без збудження.

2. Розроблена схема освітлювальної мережі цеху з вибором провідників, комутаційного обладнання та проведена заміна ламп розжарювання на більш надійні й ефективні – дугові ртутні лампи денного світла.

3. Проведений розрахунок забезпечення балансу реактивної потужності та за дисконтними витратами визначено місце встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності на стороні $0,4\text{кВ}$. Запропоновано для компенсації реактивної потужності використати конденсаторні батареї типу *CSADP*.

4. Здійснено розрахунок силової розподільчої мережі з вибором перерізів жил низьковольтних кабелів

5. На основі розрахунку струмів КЗ проведено розрахунки та вибір: автоматичних вимикачів та магнітних пускачів електричних двигунів, автоматичних вимикачів живлення силових щитів управління та щитів освітлювального навантаження, секційного вимикача та вимикачів на стороні низької напруги $\text{ТП6} / 0,38\text{кВ}$, шин та ізоляторів на стороні $0,38\text{кВ}$.

6. Запропоновано встановлення блоків АВР на цехових двох трансформаторних підстанціях на секційному вимикачі ланки нижньої напруги $0,38\text{кВ}$.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Журахівський А.В. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, О. Р. Пастух. – Київ.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Видавництво «Політехніка», 2017. – 456 с.
2. Сивокобиленко В. Ф., Деркачов С. В. Спосіб підвищення надійності електроживлення в системах електропостачання з двигунним навантаженням / В. Ф. Сивокобиленко, С. В. Деркачов // Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2016. № 2. – С. 84-88.
3. Організаційно-економічні заходи та інструменти забезпечення надійності електропостачання [Електронний ресурс]: Навчальні матеріали в онлайн: економіка енергетики. Режим доступу: http://pidruchniki.com/73805/ekonomika/organizatsiyno-ekonomichni_zahodi_instrumenti_zabezpechennya_nadiynosti_elektropostachannya.
4. Єрмолаєв С.О., Мунтян В.О., Яковлев В.Ф. Експлуатація енергообладнання та засобів автоматизації в системі АПК / С.О. Єрмолаєв, В.О. Мунтян, В.Ф. Яковлев. – К.: – Мета. – 2003. – 543 с.
5. Денисюк С.П. Оптимизация электропотребления для энергосбережения в системах с преобразователями / С.П. Денисюк // Пробл. энергосбережения. – 1989.–Вып. 2.– С. 49 – 52.
6. Бунько В. Я. Аналіз методів та засобів підвищення надійності елементів релейного захисту / В. Я. Бунько. // Вісник НТУ “ХПІ»: Енергетика, энергосберегающие технологии и оборудование № 3/1(23). – 2015. – С. 26-30.
7. Захаров, О. Г. Надежность цифровых устройств релейной защиты. Показатели. Требования. Оценки [Текст]:учеб. / О. Г. Захаров. – М.: Инфраинженерия, – 2014. – 128 с.
8. Шалин, А. И. О расчете показателей надёжности релейной защиты [Текст] / А. И. Шалин, А. С. Трофимов // Журнал НГТУ. – 2004. – С. 88–98.
9. Захаров, О. Г. Надежность цифровых устройств релейной защиты. Показатели. Требования. Оценки [Текст]: учеб. / О. Г. Захаров. – М.: Инфраинженерия, – 2014. –128 с.

10. George, Y. Application des compensateurs statiques aux complex de laminoirs et aux reseaux de trasport TNT [Text] / Y. George // Congres Electrotechnique Mondial. – 1977. – Report 2–47. – 28 p.

11. Shalin, A. I. Efficiency of relay protection of power system [Text] / A. I. Shalin, A. S. Trofimov // 2007 International Forum on Strategic Technology. — IEEE, 2007. – P. 371–375. doi:10.1109/ifost.2007.4798607.

12. Железко Ю.С. Стратегия снижения потерь и повышения качества электроэнергии в электрических сетях // Электричество. – 1992. – № 5. – С. 6 – 12.

13. Железко Ю. С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии / ЖелезкоЮ. С. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 224 с.

14. Методика визначення економічно доцільних обсягів компенсації реактивної енергії, яка перетікає між електричними мережами електропередавальної організації та споживача (основного споживача та субспоживача): СОУ-Н МПЕ 40.1.20.510.:2006. – К.: ОГП «ГРІФРЕ», 2006. – 70 с.

15. Михайлів М.І., Соломчак О.В., Гоголюк П.Ф. Розрахунок електричних навантажень промислових підприємств. / М.І. Михайлів, О.В. Соломчак, П.Ф. Гоголюк. – Івано-Франківськ. – 2003. – 156 с.

16. Бурбел М. Й. Електропостачання промислових підприємств (Курсове проектування) [Текст]: навч. посібник для студ. енергет. спец. / М. Й. Бурбело. – Вінниця: Вінницький держ. технічний ун-т. 1998. –103 с.

17. Федоров А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий [Текст]: учеб. пособие для вузов / А. А. Федоров, Л. Е. Старкова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

18. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети [Текст] : справочное издание / [сост. Р. Б. Авринский и др.] ; под общ. ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского. — 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергия, 1980. – 576 с.

19. Методика по визначенню втрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередач. Затверджено Заступником Міністра енергетики України, головним державним інспектором України з енергетичного нагляду В. А. Дарчуком 18.02.1998 р.

20. Семчинов А. М. Токопроводы промышленных предприятий [Текст]: научное издание / А. М. Семчинов. – Л.: Энергоатомиздат, – 1982. – 208 с.

21. Андреев В. А. Релейная защита, автоматика и телемеханика в системах электроснабжения [Текст] : учебник для вузов / В. А. Андреев. – 2-е изд, перераб. и доп. – М. : Высшая школа. – 1985. – 391 с.

23. Релейний захист і автоматика в системах електропостачання [Текст] : навч. посібник для студ. електротехнічних спец. вищ. навч. закладів України / П. П. Говоров [та ін.]. – Х.: Інститут змісту і методів навчання; Харківська держ. академія міського господарства. – 1996. – 228 с.

24. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст] : [затв. . Наказ М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258] // М-во палива та енергетики України. – Х.: Індустрія : Енергетичні рішення. – 2012. – 318 с.

25. Сухарев, С.М. Техноекологія та охорона навколишнього середовища [Текст]: навч. посібник / С.М. Сухарев. – Л.: Новий світ-2000. – 2004. – 256 с.