

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

(повне найменування вищого навчального закладу)

Центр перепідготовки та післядипломної освіти

(повна назва факультету)

електричної інженерії

(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(назва освітнього ступеня)

на тему: **Забезпечення надійності роботи системи електропостачання
заводу**

Виконав: студент (ка) 2 курсу, групи ЕЕд-2

спеціальності 141–

електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

Кудряшова О. Л.
(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 _____ центр перепідготовки та післядипломної освіти _____
(повна назва факультету)

Кафедра _____ електричної інженерії _____
(повна назва кафедри)

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

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня _____ магістр _____
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю _____ 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка _____
(шифр і назва спеціальності)

студенту _____ Кудряшовій Олені Леонідівні _____
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи _____ Забезпечення надійності роботи системи електропостачання заводу _____

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

Затверджені наказом ректора від “16” червня 2020 р. № 4/7-426

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

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

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 підприємства. Однолінійна схема системи
електропостачання підприємства. Однолінійна схема системи електропостачання РП
підприємства. План освітлювального обладнання підприємства. Схема автоматичного
введення резерву на ГПП. _____

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	к.т.н., доцент Гурик О.Я.		

7. Дата видачі завдання 20 червня 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)

Кудряшова О. Л.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Буняк О. А.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Центр перепідготовки та післядипломної освіти. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕд-2. – Тернопіль.: ТНТУ, 2020.

У кваліфікаційній роботі розглянуті питання забезпечення надійності роботи електричного обладнання промислового підприємства.

На основі аналізу режимів роботи електричного обладнання підприємства проведені розрахунки навантажень силового та освітлювального обладнання підприємства.

Здійснено розрахунки вибору цехових трансформаторів та трансформаторів ГПП й запропоновано схеми електричних мереж на ланках ГПП та РП.

Проведено розрахунки щодо забезпечення балансу реактивної потужності та здійснено вибір пристроїв компенсації.

Обґрунтовано та запропоновано оптимальний метод компенсації реактивної потужності та схему реалізацій.

На основі розрахунків струмів короткого замикання проведено вибір захисного обладнання на всіх рівнях напруги.

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 оцінки надійності електропостачання промислових підприємств	9
1.2 Аналіз системи електропостачання підприємства	14
1.3 Висновки до першого розділу	15
2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	17
2.1 Розрахунок силового та освітлювального навантаження підприємства	17
2.2 Вибір числа і потужності трансформаторів цехових підстанцій	21
2.3 Розрахунок реактивної потужності, що вимагає компенсації на стороні 0,4 кВ та вибір БСК	23
2.4 Розрахунок втрат потужності в цехових трансформаторах	28
2.5 Вибір числа і потужності трансформаторів ГПП	31
2.6 Розрахунок втрат потужності та енергії в трансформаторах ГПП	33
2.7 Вибір високовольтних БСК та моделювання схеми роботи	34
2.8 Розрахунок перерізів кабельних ліній 10 кВ ТА 0,4 кВ	37
.....	
2.3 Висновки до другого розділу	39
3 ПРОЕКТО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	40
3.1 Розрахунок струмів КЗ	40
3.2 Вибір захисного обладнання на ланці 110 кВ та їх повірка	46
3.3 Вибір трансформаторів струму	49
3.4 Вибір обладнання на низькій стороні	51
3.5 Розрахунок релейного захисту асинхронного двигуна	55
3.5.1 Розрахунок струмів КЗ	55
3.5.2 Розрахунок захистів двигуна	58
3.6 Висновки до третього розділу	60
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	61

4.1 Розрахунок заземлення на головній понижувальній підстанції	61
4.2 заходи безпеки при проведенні робіт на електроустановках до 1 кВ	63
4.3 Заходи щодо підвищення стійкості роботи ГПП за умов надзвичайних ситуацій	64
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	68
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	69
ДОДАТКИ	72

ВСТУП

Сучасна тенденція розвитку електроенергетичної складової будь-якого підприємства є забезпечення безперебійної роботи електричного обладнання з одночасним зниженням втрат потужності [1].

Такий підхід необхідний для підприємств, що споживають великі потужності та мають складні схеми внутрішніх електричних мереж, що впливає на надійність в цілому. Присутність різних категорій споживачів, що працюють на різних рівнях напруги вимагають підвищення надійності на окремих ділянках електричних мереж [1].

Різноманітність експлуатаційних режимів, які вимагає виробництво, призводить до необхідності підвищення надійності кожного з елементів за рахунок: використання різноманітних видів резервування; схемних рішень, які мінімізують наслідки порушення режимів електропостачання для різних категорій споживачів; максимальної заміни повітряних ліній на кабельні лінії; встановлення надійного обладнання релейного захисту [1].

Поряд з цим, робота обладнання вимагає великих перетоків реактивної потужності при різних режимах роботи, що в кінцевому рахунку впливає на надійність та величину втрат в кабельних лініях. Тому необхідно застосовувати заходи забезпечення балансу реактивної потужності на всіх рівнях напруги [2].

Тому в кваліфікаційній роботі на основі оцінки режимних параметрів роботи електричного обладнання запропоновані технічні заходи забезпечення надійності електропостачання на всіх рівнях напруги з забезпеченням балансу реактивної потужності.

Мета і завдання дослідження. Метою кваліфікаційної роботи є забезпечення надійності системи електропостачання заводу виробництва нафтогазового обладнання на основі аналізу режимів електроспоживання.

Відповідно до вказаної мети розв'язувались наступні завдання:

– на основі аналізу режимів роботи електричного обладнання підприємства здійснити розрахунок навантажень силового та освітлювального обладнання;

– запропонувати схеми електричних мереж на ланках ГПП та РП на основі розрахунків вибору цехових трансформаторів та трансформаторів ГПП;

– провести розрахунки щодо забезпечення балансу реактивної потужності та здійснити вибір пристроїв компенсації;

– обґрунтувати та запропонувати оптимальний метод компенсації реактивної потужності та схему реалізацій;

– провести вибір захисного обладнання на всіх рівнях напруги на основі проведення розрахунків струмів короткого замикання.

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

Предмет дослідження – розробка заходів підвищення надійності роботи заводу.

Наукова новизна отриманих результатів.

– отримало подальший розвиток комплексний підхід щодо забезпечення надійності системи електропостачання підприємств, де поєднано технічні заходи забезпечення надійності електропостачання на всіх рівнях напруги з забезпеченням балансу реактивної потужності, що дозволить знизити втрати в кабельних лініях.

Практичне значення отриманих результатів. Запропоновані заходи дозволяють забезпечити надійність роботи електричного обладнання підприємства різних рівнів напруги.

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 (23 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини – 71 сторінка, 16 таблиць, 2 рисунків, 2 додатки.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Аналіз заходів оцінки надійності електропостачання промислових підприємств

Для оцінки надійності системи електропостачання промислових об'єктів більшість фахівців [3–9] підходять комплексно: з однієї сторони, з позиції технічної надійності, забезпечуючи дотримання вимог ПУЕ до електроенергетичного обладнання; з другої сторони, теоретична складова економічної доцільності, впровадженням за допомогою моніторингових заходів оптимальних варіантів енергопостачання та формування тарифів.

З технічної точки зору забезпечення надійності (рис. 1.1) можна проводити оцінкою: надійності генерації; надійності електричних мереж; надійності дотриманням режимів роботи; надійності споживачів (двигунного навантаження).

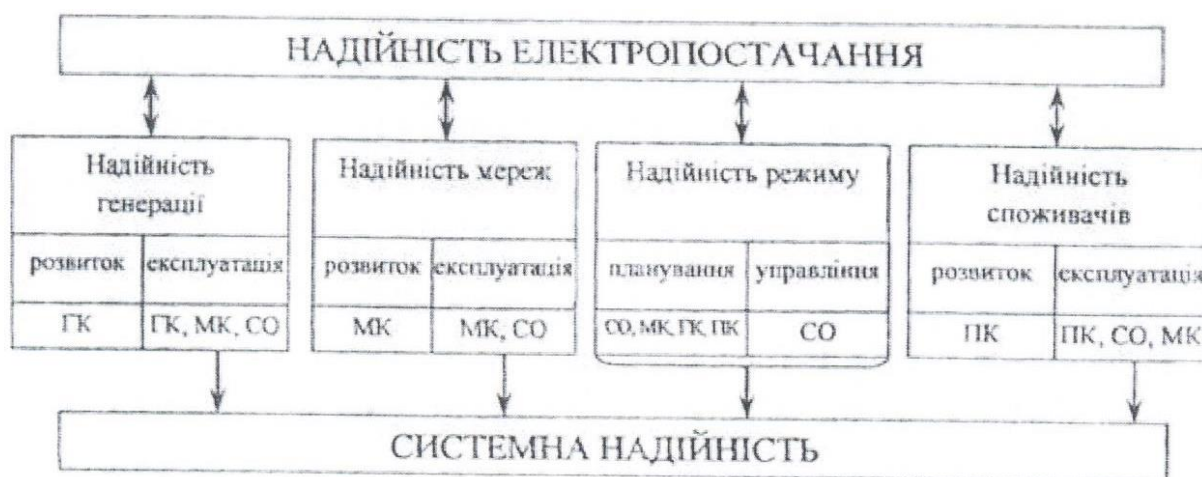


Рисунок 1.1 Розподіл забезпечення надійності системи електропостачання [4].

В кваліфікаційній роботі розглядається забезпечення надійності заводу, тому приймаємо, що надійність передачі електричної потужності на ланках напруги 110кВ до трансформаторної підстанції забезпечена.

Розглядається надійність електричної мережі кабельними лініями (КЛ) до цехових підстанцій ланок 10кВ . КЛ необхідно захищати в місцях з'єднувальних муфт, в місцях переходів і на вертикальних ділянках [3].

Використання КЛ призводить до зниження аварійних відключень в 8-10 разів у порівнянні з повітряними – лініями [7].

Забезпечення надійності електричної мережі можна досягти [2, 6]:

- створенням резервних ліній для можливості збільшення пропускної здатності мережі з врахуванням схем трансформаторних підстанцій;
- забезпечення електричної міцності елементів електричної мережі в відповідності розрахунковим навантаженням;
- модернізацією структурних схем внутрішніх та зовнішніх ланок електропостачання для забезпечення гнучкості;
- встановлення на ланках 10кВ та $0,4\text{кВ}$ захистів від перенапруги та елементів грозозахисту;
- встановлення сучасних засобів захисту та автоматики для швидкого відновлення живлення й локалізації пошкодження.

Для забезпечення надійності режимів необхідно враховувати, в першу чергу, процес електропостачання при різних режимах роботи підприємства. В цьому випадку необхідно дослідити добове та річне електроспоживання, а також тривалість максимального та мінімального навантаження [2-4].

Забезпечення надійності електропостачання в процесі експлуатації полягає в роботі трансформаторів ГПП, цехових трансформаторів та вимикачів.

Аналіз показав [5, 6], що основними причинами відмови трансформаторів в процесі експлуатації при різних режимах роботи можна віднести:

- внаслідок перенапруг та, відповідно, порушення ізоляції обмоток, виникнення однофазних коротких замикань;
- робота в режимах перевантаження призводить до передчасного старіння ізоляції та зниження надійності силових трансформаторів;
- зростання струмів вище номінальних призводить до пошкодження контактних з'єднань, введів, зниження рівня оливи трансформаторів;

– скачкоподібна зміна навантаження призводить до пошкодження та передчасного виходу з робочого стану регулювальних пристроїв.

Забезпечення надійності електропостачання в великій мірі залежить від вчасної ліквідації аварій, які породжуються короткими замиканнями при різних режимах роботи. В системах релейного захисту поряд із АПВ та АВР – це робота високовольтних вимикачів, для відключення обладнання при коротких замиканнях [7, 8].

Аналіз експлуатації вимикачів показує [4-8], що основні причини відмови полягають у пошкодженні приводів або/і дугогасильних камер. Одним із основних засобів підвищення надійності вимикачів є вчасне діагностування та виявлення пошкоджень на первинних стадіях роботи [8], з врахуванням періодичності та інтенсивності режимів вмикання/вимикання.

Забезпечення надійності споживачів в першу чергу є забезпечення споживачів I та II категорій за надійністю електропостачання, яка вимагає двох незалежних джерел живлення та присутність окремого незалежного джерела живлення [9, 10]. Крім цього, необхідно забезпечити можливість використання технологічного резерву.

Пропускні можливості мережі та стабільна робота електроспоживачів можливо при забезпеченні повного балансу реактивної потужності [11]. Це дозволить підвищити ефективність роботи системи й безперебійну роботу електроустановок за рахунок створення резерву реактивної потужності, регулювання напруги та, відповідно, забезпечити показники якості електроенергії. Як відомо [12], зростання реактивної потужності призводить до підвищення втрат напруги в мережі, активної потужності та збільшенні потужності обладнання.

Для проведення вибору БК необхідно враховувати добові графіки навантаження та поточного значення коефіцієнта потужності, де на основі споживання активної потужності розраховуємо потужності конденсаторних установок [6].

Застосування пристроїв компенсації реактивної потужності, як технічний засіб забезпечення надійності роботи електроустановок, виконується за допомогою батареї конденсаторів (БК), приєднаних безпосередньо до мережі.

Як показує практика використання БК [12], компенсація реактивної потужності здійснюється на ланках $0,38\text{кВ}$, так як більшість споживачів працюють на цій напрузі. Встановлення БК на ланках $6/10\text{кВ}$ є більш економічні, хоча, при великій кількості трансформаторів, зростають втрати електричної енергії в мережі та трансформаторах [12].

Вибір місця приєднання БК та спосіб регулювання необхідно проводити на основі техніко-економічних розрахунків. Оптимальний варіант встановлення пристроїв компенсації реактивної потужності для підвищення надійності електропостачання проводимо на основі дотримання технічних вимог[11]:

- допустимих режимів напруги в розподільних електричних мережах;
- допустимих навантажень за струмом всіх елементів електричної мережі;
- режимів роботи джерел реактивної потужності в заданих межах;
- необхідного резерву реактивної потужності в вузлах мережі.

Вказані технічні вимоги обґрунтовують на основі вибору методу компенсації [18]. Максимальна ефективність компенсації реактивної потужності забезпечується за методом централізованої компенсації, де БК під'єднують до головного розподільного пристрою на високій стороні трансформатора з використанням автоматичного регулювання [18]. Вказаний метод є оптимальний для забезпечення балансу за перетоками реактивної потужності.

Аналіз електричного обладнання показав, що на підприємстві є багато цехових трансформаторів $10/0,4\text{кВ}$ потужністю 1000кВА , що працюють з діапазоном навантаження $30\dots70\%$. Великі реактивні втрати в трансформаторах, які зумовлені втратами холостого ходу на короткого замикання призводять до зростання споживання реактивної потужності. Враховуючи, що основне обладнання цехових трансформаторів працюють на

напругу $0,38\text{кВ}$, доцільно буде встановлення централізованої або групової компенсації на низькій стороні розподільних пристроїв.

В системах електропостачання підприємств, які забезпечують безперервність технологічних процесів використовують двотрансформаторні підстанції. Для підвищення надійності роботи використовують системи АВР. Пристрої швидкодіючих АВР дозволяють підвищити стійкість роботи двигунного навантаження [13]. Аналіз сучасних розробок [4-13] показав, що для таких систем продуктивним є одночасного відключення секційного вимикача та ввімкнення резервного. Це дозволяє забезпечити надійність роботи швидкодіючих елементів АВР при використанні зі класичними вимикачами; підвищити роботу двигунного навантаження за рахунок зниження значень струмів при частих запусках; підвищити стійкість роботи при короткочасних перервах в електропостачанні.

Забезпечення системної надійності полягає в модернізації та технологічного переоснащення виробництва, що призводить до оптимізації існуючих схем електропостачання й електроспоживання [2]. Враховуючи ринкові відносини, важливою складовою при проведенні оптимізації електропостачання виступають диференційовані тарифи для різних груп споживачів в залежності від необхідного рівня надійності.

Зростання вартості електричної енергії та, відповідно, собівартості продукції, розширення ринків електроенергії вимагає проведення управління мережами [2]:

- впровадження моніторингових телекомунікаційних технологій;
- впровадження систем дистанційного управління електроспоживанням на всіх рівнях напруги;
- підвищення рентабельності систем щодо збереження енергії високої потужності;
- впорядкований обмін статичними даними щодо електропостачання й проведення оптимізації. Це дозволить сприяти забезпеченню безперебійної та безпечної роботи як електричних мереж так і електроспоживачів.

Вказані завдання вирішуються впровадженням на підприємстві автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ), основна задача якої: аналіз та оптимізація структури балансу електроенергії, і, відповідно, підвищення ефективності роботи та забезпечення зменшення втрат електроенергії у власних мережах [14].

По при технічні заходи забезпечення надійності, організаційно-технічні стосуються контролю за технологічним процесом та надійності роботи електроустановок [2].

В першу чергу це стосується організації планових попереджувальних ремонтів електричного обладнання та проведенні профілактичних випробувань.

По-друге – необхідно впроваджувати сучасні методи швидкого знаходження пошкоджень та їх усунення.

По-третє – підвищення кваліфікації персоналу електротехнічного напрямку при забезпеченні необхідних запасів обладнання та матеріалів.

Аналіз сучасних методів [3, 6] діагностики та обслуговування 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.

1.2 Аналіз системи електропостачання підприємства

Для аналізу забезпечення надійності системи електропостачання завданням поставлено завод виробництва нафтогазового обладнання. Для проведення досліджень бу в проведений аналіз підприємства на основі планів

цехів з врахуванням небезпечних середовищ, підвищеної небезпеки від ураження електричним струмом, перспективного плану розвитку виробництва.

Характеристика джерел живлення. Електропостачання заводу здійснюється лініями повітряними лініями на напрузі 110кВ з приведеним опором від системи $X_m = 0,42$. Головна понижувальна підстанція знаходиться на відстані 20км , де встановлені трансформатори $2 \times 4000\text{кВА}$. Розподільні цехові підстанції знаходяться на території цехів. Живлення від ГПП здійснюється кабельними лініями.

Характеристика споживачів. Більшість споживачів відносяться до II категорії стосовно надійності електропостачання. До I категорії відносяться високовольтні споживачі:

– дугові сталеплавильні печі (ДСП), які працюють з повторно-короткочасних режимах з різким коливанням струму, що є причиною виникнення вищих гармонік за струмом та напругою та, відповідно, коливання напруги в системі електропостачання заводу. Тому, необхідно встановити живлення ДСП не від цехового трансформатора, а від секцій шин низької напруги ГПП. Характеристики: $S_{ном} = 2\text{МВА}$; $U_{ном} = 10\text{кВ}$; $\cos \varphi = 0,85$; $X_m = 0,42$;

– синхронні двигуни (компресорне відділення) типу $СДН - 14 - 44 - 10$ з характеристиками: $U_{ном} = 6000\text{В}$; $P_{ном} = 630\text{кВт}$; $Q_{ном} = 325\text{кВАр}$; $K_{1СД} = 5,6\text{кВт}$; $K_{2СД} = 4,06\text{кВт}$.

Для підключення СД встановлені знижувальні трансформатори до ланки 10кВ типу $ТМ - 1000 - 10 / 6\text{кВ}$;

– асинхронні двигуни (насосне відділення) типу $А4 - 85 / 62 - 8У3$ з характеристиками: $P_{ном} = 500\text{кВт}$; $\eta = 94\%$; $\cos \varphi = 0,8$.

Характеристика навантаження.

Для вибору засобів та заходів забезпечення надійності роботи системи електропостачання та здійснення необхідних розрахунків подано графіки добового навантаження підприємства на рисунку 1.2.

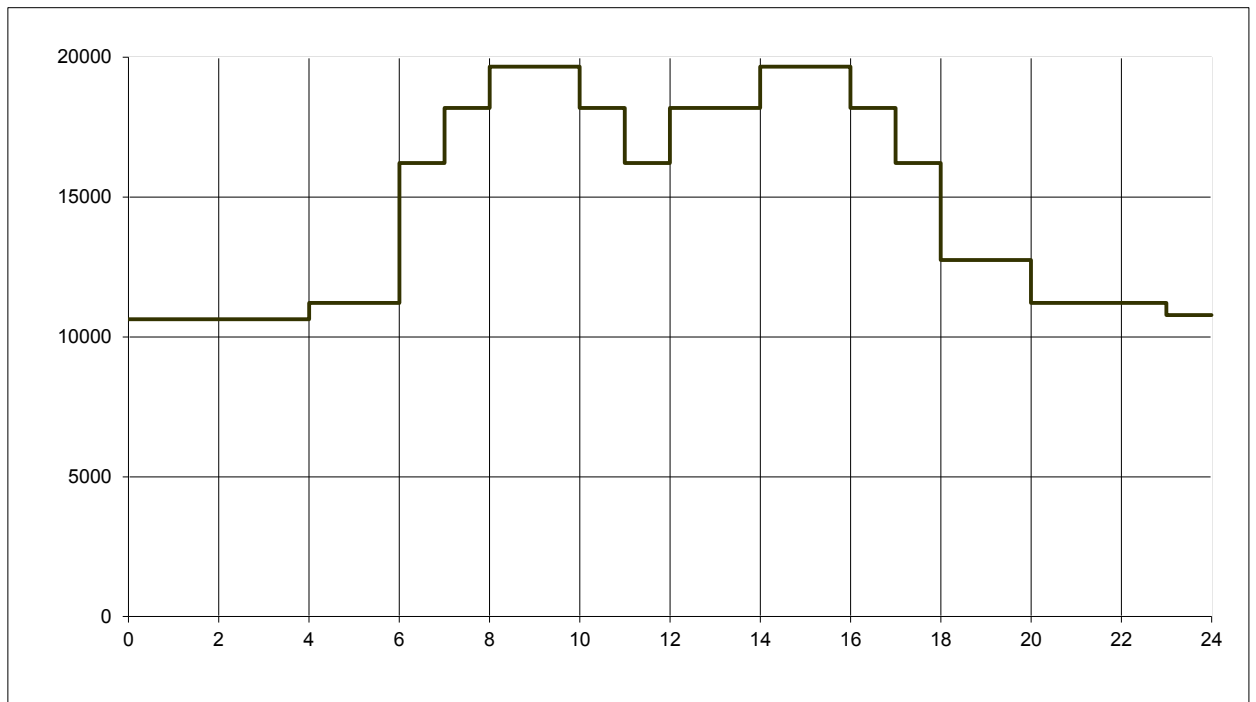


Рисунок 1.2. – Графік добового навантаження підприємства.

1.3 Висновки до першого розділу

Проведений аналіз оцінки заходів забезпечення надійності системи електропостачання та електричного обладнання підприємства показав, що в кваліфікаційні роботи для підвищення надійності роботи необхідно виконати наступне:

1. На основі аналізу режимів роботи електричного обладнання підприємства здійснити розрахунок навантажень силового та освітлювального обладнання підприємства.

2. На основі розрахунків вибору цехових трансформаторів та трансформаторів ГПП запропонувати схеми електричних мереж на ланках ГПП та РП.

3. Провести розрахунки щодо забезпечення балансу реактивної потужності та здійснити вибір пристроїв компенсації.

4. Обґрунтувати та запропонувати оптимальний метод компенсації реактивної потужності та схему реалізацій.

5. На основі проведення розрахунків струмів короткого замикання провести вибір захисного обладнання на всіх рівнях напруги.

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Розрахунок силового та освітлювального навантаження підприємства

Для прийняття заходів забезпечення надійності заводу на основі графіків добового навантаження проведемо розрахунок електричних навантажень на ланках 10кВ та 0,4кВ. Розрахунки проводимо за методом коефіцієнта використання з врахуванням характеристики режимів роботи обладнання та встановлених потужностей за відділеннями та цехами [15, 16].

Розраховуємо активну розрахункову потужність за формулою:

$$P_p = K_B \cdot P_H, \text{ кВт}, \quad (2.1)$$

де K_B – коефіцієнт використання для відповідного цеху, відділення;

P_H – номінальна потужність навантаження для відповідного цеху, відділення, кВт.

Розраховуємо реактивну розрахункову потужність за формулою:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \text{ кВт}, \quad (2.2)$$

Розраховуємо повну потужність за формулою:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \text{ кВА} \quad (2.3)$$

Результати розрахунків представлені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати розрахунку силового навантаження заводу

№ з/п	Назва цеху, відділення	$P_H, \text{ кВт}$	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	K_B	$P_p, \text{ кВт}$	$Q_p, \text{ кВАр}$	$S_p, \text{ кВА}$
Навантаження 10кВ								
1.	Синхронні двигуни (2) (Компресорна)	600	0.8	0.75	0.75	450	337.5	562.5
2.	Дугові сталеплавильні печі (2) (Ливарний цех)	3000	0.84	0.645	0.8	2400	1550.25	2857.14
3.	Асинхронні двигуни (2) (Насосне відділення)	420	0.85	0.62	0.75	315	195.23	370.6
Навантаження 0,4кВ								
4.	Ливарний цех	1700	0.7	1.02	0.45	765	780.3	1092.75

– продовження таблиці 2.1.

5.	Компресорна	230	0.8	0.75	0.75	172,5	129.38	215.63
6.	Насосне відділення	160	0.85	0.62	0.75	120	74.4	141.2
7.	Ремонтно-механічний цех	640	0.65	1.17	0.3	192	244.45	310.84
8.	Інструментальний цех	650	0.65	1.17	0.38	247	288.74	379.98
9.	Механічний цех	700	0.65	1.17	0.3	210	245.5	323.06
10.	Цех двигунів	1270	0.7	1.02	0.45	571.5	582.93	816.35
11.	Електричний цех	340	0.7	1.02	0.4	136	138.7	194.3
12.	Фарбувальний цех	495	0.8	0.75	0.75	346	259.8	433.13
13.	Пресувальний цех	1340	0.7	1.02	0.45	603	615	861.3
14.	Складальний цех	1500	0.7	1.02	0.4	600	612.5	857.1
15.	Склад матеріалів	135	0.5	1.73	0.25	33.7	58.5	67.5
16.	Склад готової продукції	110	0.5	1.73	0.25	27.4	47.6	54.8
17.	Цех моделювання	360	0.55	1.5	0.3	115.1	174.9	209.4
18.	Гальванічний цех	1280	0.75	0.8	0.65	832	667.3	1066.6
19.	Експериментальне відділення	540	0.7	1.02	0.45	243	247.8	347.2
20.	Лабораторія	140	0.7	1.02	0.4	56.0	57.2	80
21.	Корпус управління	250	0.8	0.75	0.4	100	75	125
22.	Коридори (10)	10	0.85	0.62	0.8	8	5	9.5
23.	Котельня	420	0.8	0.75	0.7	295	221	368
24.	Столова	190	0.8	0.75	0.45	85	64	106.4
25.	Склад мазуту	140	0.8	0.75	0.75	105	78.7	131.1
26.	Склад оливи	180	0.72	1.0	0.44	79	76.1	110
27.	Гаражі	140	0.65	1.17	0.3	50	57.3	75.4

Розрахунок освітлювального навантаження проводимо на основі: будівельних планів цехів та відділень; розміщення виробничого обладнання; конструктивних особливостей освітлювального обладнання; характером середовища відповідних цехів.

При виборі освітлювального обладнання враховували пожежну безпеку, надійність, довговічність, стабільність характеристик світильників [17].

Для забезпечення рівномірності освітленості горизонтальних поверхонь враховували: схему розміщення світильників; відстань світильників за

довжиною та шириною приміщення; відстань крайніх рядів світильників від стін та/або колон (приймаємо $0,3 \div 0,5$ від відстані між рядами світильників) [17].

Згідно завдання визначаємо розрахункові значення освітлювального навантаження за відділеннями та цехами без вибору відповідних світильників та внутрішніх мереж освітлення. Розрахунок проводимо за методом питомих потужностей [17], використовуючи наступну схему:

– визначаємо розрахункову висоту приміщення (цеху) на основі заданої висоти (H) за формулою:

$$h_p = H - h_3 - h_{ПН}, \quad (2.4)$$

де h_3 – висота звісу світильника: для газорозрядних ламп високого тиску приймаємо $0,2 \div 0,5$ м;

$h_{ПН}$ – висота площі нормування освітленості, м., для аналізу кривої сили світла.

– вибираємо питому потужність світильника $P_{табл}$. Так як розрахунок не можна проводити для площі цеху (відділення) в загальному, використовуємо для приміщень великої площі модульне розміщення в залежності від призначення цеху: 6×18 м, 6×12 м, 6×9 м або 6×6 м.

Питому потужність світильника вибираємо: за табличними даними параметрів освітлення $E_{табл}$; коефіцієнтів відбиття стелі, стін, робочої поверхні K_B ; коефіцієнта запасу $K_{з.табл}$, й визначаємо за формулою [17]:

$$P_{пит} = \frac{P_{табл} \cdot E_H \cdot K_B}{K_{з.табл} \cdot E_{табл} \cdot \eta_{СВ}}, \quad (2.5)$$

де $\eta_{СВ}$ – к.к.д. світильника; при наближених розрахунках приймаємо рівним $0,65 \div 0,8$.

– розраховуємо активне освітлювальне навантаження за формулою:

$$P_{р.о} = P_{пит} \cdot S_{П}, \quad (2.6)$$

де $S_{П}$ – площа приміщення, $м^2$.

– розраховуємо реактивне освітлювальне навантаження за формулою:

$$Q_{p.o} = P_{p.o} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.7)$$

де $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності: для ламп ДЛР приймаємо рівним 0,53;
для ЛЛ – 0,92 – 0,95.

Отримані результати розрахунків освітлювального навантаження цехів (відділень) зводимо в Додатки (Додаток А). Сумарне розрахункове навантаження представлено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2. – Результати розрахунків навантаження цехів

№ з/п	Назва	Освітлювальне навантаження		Силове навантаження		Сумарне розрахункове навантаження	
		$P_{p.o}, \text{кВт}$	$Q_{p.o}, \text{кВАр}$	$P_{p.c}, \text{кВт}$	$Q_{p.c}, \text{кВАр}$	$P_{p.\Sigma}, \text{кВт}$	$Q_{p.\Sigma}, \text{кВАр}$
1.	Ливарний цех	187	299.3	765	780.3	952.00	1079.60
2.	Компресорна	4.6	7.4	172.5	129.38	177.10	136.78
3.	Насосне відділення	10.4	16.6	120	74.4	130.40	91.00
4.	Ремонтно-механічний цех	54.8	87.7	192	244.45	246.80	332.15
5.	Інструментальний цех	56.4	90.2	247	288.74	303.40	378.94
6.	Механічний цех	74.05	118.4	210	245.5	284.05	363.90
7.	Цех двигунів	69.4	111	571.5	582.93	640.90	693.93
8.	Електричний цех	82.1	131.4	136	138.7	218.10	270.10
9.	Фарбувальний цех	15	94.2	346	259.8	361.00	354.00
10.	Пресувальний цех	76.85	123	603	615	679.85	738.00
11.	Складальний цех	168.5	269.5	600	612.5	768.50	882.00
12.	Склад матеріалів	5.6	8.9	33.7	58.5	39.30	67.40
13.	Склад готової продукції	16.4	26.3	27.4	47.6	43.80	73.90
14.	Цех моделювання	33.4	53.4	115.1	174.9	148.50	228.30
15.	Гальванічний цех	109.5	175.2	832	667.3	941.50	842.50
16.	Експериментальне відділення	53.7	85.9	243	247.8	296.70	333.70
17.	Лабораторія	10	3.6	56.0	57.2	66.00	60.80
18.	Корпус управління	28.2	10.3	100	75	128.20	85.30
19.	Коридори (10)	1	0.36	8	5	9.00	5.36
20.	Котельня	13.2	21.05	295	221	308.20	242.05
21.	Столова	15.5	5.7	85	64	100.50	69.70
22.	Склад мазуту	7.4	11.8	105	78.7	112.40	90.50
23.	Склад оливи	14.95	24	79	76.1	93.95	100.10
24.	Гаражі	30.5	48.8	50	57.3	80.50	106.10

2.2 Вибір числа і потужності трансформаторів цехових підстанцій

Вибір числа та потужності цехових підстанцій проводимо за методом питомої густини навантаження за формулою [15]:

$$G = S_{\Sigma} / S_{II}, \quad (2.8)$$

де S_{Σ} – розрахункове навантаження цехів (відділень), *кВА*.

S_{II} – площа приміщення, m^2 .

Виходячи з даних (Табл. 2.2) результати розрахунку зводимо в таблицю

2.3.

Таблиця 2.3 – Результати розрахунку густини навантажень

№ з/п	Назва	$P_{\Sigma}, \text{кВт}$	$Q_{\Sigma}, \text{кВар}$	$S_{\Sigma}, \text{кВА}$	S_{II}, m^2	$G, \text{кВА} / m^2$
1.	Ливарний цех	952.00	1079.60	1439.39	12000	0.1199
2.	Компресорна	177.10	136.78	223.77	430	0.5204
3.	Насосне відділення	130.40	91.00	159.01	865	0.1838
4.	Ремонтно-механічний цех	246.80	332.15	413.80	3670	0.1128
5.	Інструментальний цех	303.40	378.94	485.43	3780	0.1284
6.	Механічний цех	284.05	363.90	461.64	3765	0.1226
7.	Цех двигунів	640.90	693.93	944.61	4280	0.2207
8.	Електричний цех	218.10	270.10	347.16	3670	0.0946
9.	Фарбувальний цех	361.00	354.00	505.61	1990	0.2541
10.	Пресувальний цех	679.85	738.00	1003.41	6910	0.1452
11.	Складальний цех	768.50	882.00	1169.84	10400	0.1125
12.	Склад матеріалів	39.30	67.40	78.02	1300	0.0600
13.	Склад готової продукції	43.80	73.90	85.90	3780	0.0227
14.	Цех моделювання	148.50	228.30	272.35	1730	0.1574
15.	Гальванічний цех	941.50	842.50	1263.42	6910	0.1828
16.	Експериментальне відділення	296.70	333.70	446.53	4970	0.0898
17.	Лабораторія	66.00	60.80	89.74	900	0.0997
18.	Корпус управління	128.20	85.30	153.98	1800	0.0855
19.	Коридори (10)	9.00	5.36	10.48	38	0.2757
20.	Котельня	308.20	242.05	391.89	1820	0.2153
21.	Столова	100.50	69.70	122.30	1050	0.1165

– продовження таблиці 2.3.

22.	Склад мазуту	112.40	90.50	144.31	1150	0.1255
23.	Склад оливи	93.95	100.10	137.28	2300	0.0597
24.	Гаражі	80.50	106.10	133.18	1730	0.0770

Згідно даних результатів розрахунку за табл. 2.3 застосовуємо трансформатори потужністю 400кВА та 630кВА(для цехів (відділень) при густині навантаження до 0,2кВА/ м²) [15].

Визначаємо мінімальне число цехових підстанцій згідно формули [15]:

$$N_{\min} = \frac{P_{ц\sigma}}{K_3 \cdot S_{ном}} + \Delta N, \quad (2.9)$$

де $P_{ц\sigma}$ – сумарна потужність відділень, де встановлені цехові трансформатори однієї потужності кВт.

K_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора;

$S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА;

ΔN – значення числа до найближчого цілого числа.

З врахуванням питомих витрат на передачу реактивної потужності визначаємо оптимальне число трансформаторів цехових підстанцій:

– потужністю 630кВА:

$$N_{\min}^{630} = \frac{2381,26}{0,77 \cdot 630} = 4,9 + 0,1; N_{opt} = 5 + 0 = 5.$$

– потужністю 400кВА:

$$N_{\min}^{400} = \frac{4809,955}{0,79 \cdot 400} = 15,22 + 0,78; N_{opt} = 16 + 0 = 16.$$

Проведений аналіз розрахунків дозволяє розподілити навантаження за відділеннями за цеховими трансформаторами (Таблиця 2.4).

Таблиця 2.4 – Розподіл навантаження за цеховими трансформаторами

№ ТП	Номери відділень	$P_{\Sigma}, \text{кВт}$	$Q_{\Sigma}, \text{кВАр}$	$N, \text{шт}$	$S_{\text{ном}}, \text{кВА}$	K_3
1.	11+13+19+ охорона	834.50	961.26	3	400	0.696
2.	4+7	887.70	1026.08	2	400	0.704
3.	1+12	991.30	1147.00	2	630	0.787
4.	5+20	611.60	620.99	2	400	0.763
5.	6+8	502.15	634.00	1	630	0.797
6.	2+14+15	1267.10	1207.58	4	400	0.792
7.	3+16+22+23	633.45	615.30	2	400	0.792
8.	18+21+24	309.20	261.10	1	400	0.771
9.	9+10+17+19+прожектор	1130.15	1158.16	4	400	0.72

2.3 Розрахунок реактивної потужності, що вимагає компенсації на стороні 0,4 кВ та вибір БСК

Визначаємо реактивну потужність, яку необхідно передати через цехові трансформатори в мережу 0,4кВ за формулою [15]:

$$Q_{\max(T)} = \sqrt{(K_3 \cdot N_{\text{онт}} \cdot S_{\text{ном}})^2 - P_{\Sigma}^2}, \quad (2.10)$$

Для трансформаторів потужністю 400кВ отримуємо:

$$Q_{\max(400)} = \sqrt{(0,79 \cdot 16 \cdot 400)^2 - 4809,955^2} = 1558,033 \text{кВАр}.$$

Визначаємо потужність блоків статичних конденсаторів (БСК) на трансформаторній підстанції [15]:

$$Q_{1(400)} = Q_{\Sigma} - Q_{\max(400)}, \quad (2.11)$$

де Q_{Σ} – сумарна реактивна потужність цехових трансформаторних підстанцій.

$$Q_1 = 4783,457 - 1558,033 = 3225,424 \text{кВАр}.$$

Визначаємо потужність БСК, яка встановлена на один трансформатор:

$$Q_1' = \frac{Q_1}{N_{\text{онт}}} = \frac{3225,424}{16} = 201,589 \text{кВАр}.$$

Проведемо розрахунок додаткової компенсації реактивної потужності на ланках $0,4\text{кВ}$ для зниження втрат потужності в трансформаторах за формулою [15]:

$$Q_{2(TП_i)} = Q_{\Sigma(TП_i)} - N_{omn} \cdot Q'_1 - \gamma \cdot N_{omn} \cdot S_{omn} , \quad (2.12)$$

де $Q_{\Sigma(TП_i)}$ – сумарна реактивна потужність цехової трансформаторної підстанції, кВАр .

γ – коефіцієнт, який залежить від схеми електропостачання та віддаленості ТП від головної понижувальної підстанції (ГПП) [15]: якщо ТП отримує потужність від ГПП – $\gamma = 0,3$; якщо ТП отримує навантаження від РП без СД – $\gamma = 0,15$.

Проводимо розрахунок для ТП1:

$$Q_{2(TП_1)} = 961,26 - 3 \cdot 201,589 - 3 \cdot 0,15 \cdot 400 = 177,384 \text{кВАр} .$$

Сумарна реактивна потужність СКБ на напрузі $0,4\text{кВ}$ становить:

$$Q = Q'_1 + Q_2 = 201,589 + 177,384 = 378,972 \text{кВАр} .$$

Батареї конденсаторів встановлюємо на кожному трансформаторі на стороні $0,4\text{кВ}$.

Результати розрахунку приведені в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 Результати розрахунку необхідної для компенсації реактивної потужності

№ ТП	Q_{Σ}	$Q_{\max}(T)$	Q'_1	γ	Q_2	Q	Q_{Σ} / N
1	961.26	1558.033	201.589	0,15	177.384	377.675	320.42
2	1026.08	461.14	469.202	0,15	0	469.202	513.04
3	1147.00	461.14	469.202	0	207.428	676.648	573.5
4	620.99	1558.033	201.589	0,3	0	201.589	310.495
5	634.00	461.14	469.202	0,15	69.445	538.647	634.00
6	1207.58	1558.033	201.589	0	401.232	602.821	301.895
7	615.30	1558.033	201.589	0,3	0	201.589	307.65
8	261.10	1558.033	201.589	0,15	0	201.589	261.10
9	1158.16	1558.033	201.589	0,15	111.804	313.393	289.54

Проводимо вибір комплектних конденсаторних пристроїв на напругу 0,4кВ з автоматичним регулюванням (таблиця 2.6) [18].

Таблиця 2.6 – Вибір БСК на стороні 0,4кВ

№ КТП	Q_{Σ}	N , шт	Тип конденсаторної установки	$Q_{вст.}, кВАр$	$Q_n, кВАр$
1	961.26	3	3×УКЛ(П)Н-0.38-300УЗ	900	61.26
2	1026.08	2	2×УКЛ(П)Н-0.38-320УЗ 2×ККУ-0.38-3-160УЗ	960	66.08
3	1147.00	2	2×ККУ-0.38-3-160УЗ 2×КРМ-0.4-400-25-71	1120	27.00
4	620.99	2	2×УКЛ(П)Н-0.38-300УЗ	600	20.99
5	634.00	1	1×УКЛ(П)Н-0.38-320УЗ 1×УКЛ(П)Н-0.38-300УЗ	620	14.00
6	1207.58	4	4×УКЛ(П)Н-0.38-220УЗ КРМ-0.4-075-10	1180	27.58
7	615.30	2	2×УКЛ(П)Н-0.38-300УЗ	600	15.30
8	261.10	1	1×УКЛ(П)Н-0.38-220УЗ	220	41.1
9	1158.16	4	4×ККУ-0.38-3-160УЗ 4×УКЛ(П)Н-0.38-110УЗ	1080	78.16

Для побудови картограми навантажень визначаємо центр навантажень за формулами [15]:

$$X_0 = \frac{\sum P_{Mi} \cdot x_i}{\sum P_{Mi}}, \quad (2.13)$$

$$Y_0 = \frac{\sum P_{Mi} \cdot y_i}{\sum P_{Mi}}, \quad (2.14)$$

де x_0, y_0 – координати центру електричних навантажень;

x_i, y_i – координати i -го цеху;

P_{Mi} – потужність i -го цеху.

Розрахункові дані представлені в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Визначення центру електричних навантажень

№ з/п	Назва відділень	$P \cdot X$	$Q \cdot X$	$P \cdot Y$	$Q \cdot Y$
1.	Ливарний цех	516598.6	585802.8	422851.5	465996.4
2.	Компресорна	89446.86	68966.88	20181.82	15584.48
3.	Насосне відділення	40988.29	21624.65	5489.56	4828.24
4.	Ремонтно-механічний цех	88298.44	118816.4	91898.42	124541
5.	Інструментальний цех	14448.82	16684.8	41866.44	52295.1
6.	Механічний цех	60825.88	88941.18	58948.24	84254.96
7.	Цех двигунів	229292.6	248266.8	196098	212424.2
8.	Електричний цех	88016.05	108858.8	44191.82	54488.82
9.	Фарбувальний цех	216806.4	188566.5	45254.4	48064.8
10.	Пресувальний цех	468881.2	400444.2	40890.4	44280.6
11.	Складальний цех	151041.2	184282.6	258229.4	296248.8
12.	Склад матеріалів	24911.54	40955.64	8151.66	14962.15
13.	Склад готової продукції	1941.6	4250.28	8955.6	15069.48
14.	Цех моделювання	88116.88	118481.4	40400.12	46552.8
15.	Гальванічний цех	482826.1	444604.9	121450.9	108684
16.	Експериментальне відділення	64524.81	81458.42	46489.18	41046.44
17.	Лабораторія	29440.64	28086.81	1584.96	1458.24
18.	Корпус управління	52610.18	44988.24	6544.64	4445.81
19.	Коридори (10)	5886.9	4481.884	1594	942.181
20.	Котельня	14514.6	10628.86	28564.95	22464.22
21.	Столова	48889.12	26184.88	2119.54	1464.225
22.	Склад мазуту	4289.884	4448.288	1448.96	1085.86
23.	Склад оливи	16014.21	18052.18	5084.56	5414.492
24.	Гаражі	24262.85	42489.11	4295.8	5842.694

Координати центра електричних навантажень наступні:

$$X_0 = \frac{2580137}{7163,44} = 360,2 \text{ м} \quad Y_0 = \frac{1382276}{7163,44} = 192,9 \text{ м}$$

Для зниження втрат в кабельних лініях розміщуємо головну понижувальну підстанцію (ГПП) найбільш наближено до потужних споживачів (показано на кресленні картограми навантажень).

На розподільних пунктах (РП) застосовуємо одинарні секційні шини (СШ). При номінальних режимах роботи секції працюють окремо. При аварійних режимах роботи відбувається перемикання на паралельну секцію шин.

Схема електропостачання на ланках 10кВ представлено на рисунку 2.1. та 2.2.

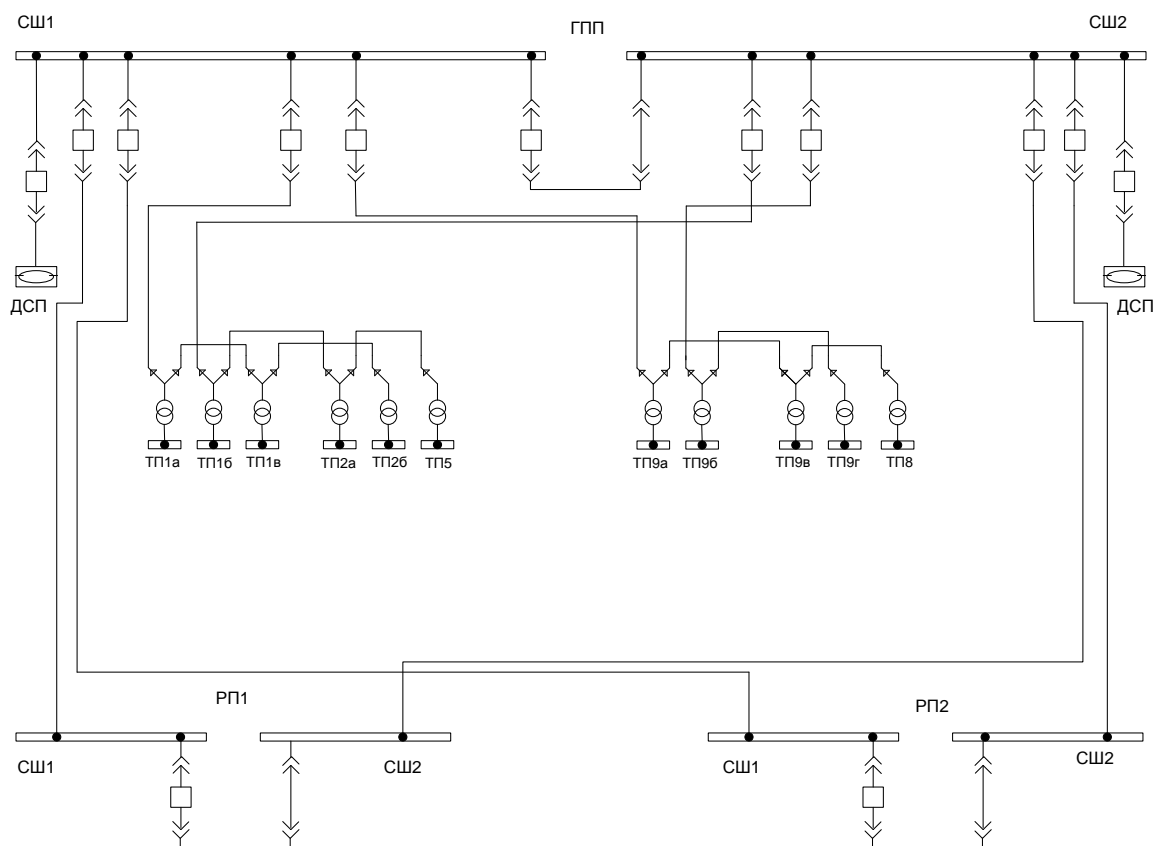


Рисунок 2.1 – Схема електропостачання підприємства на ланках 10кВ.

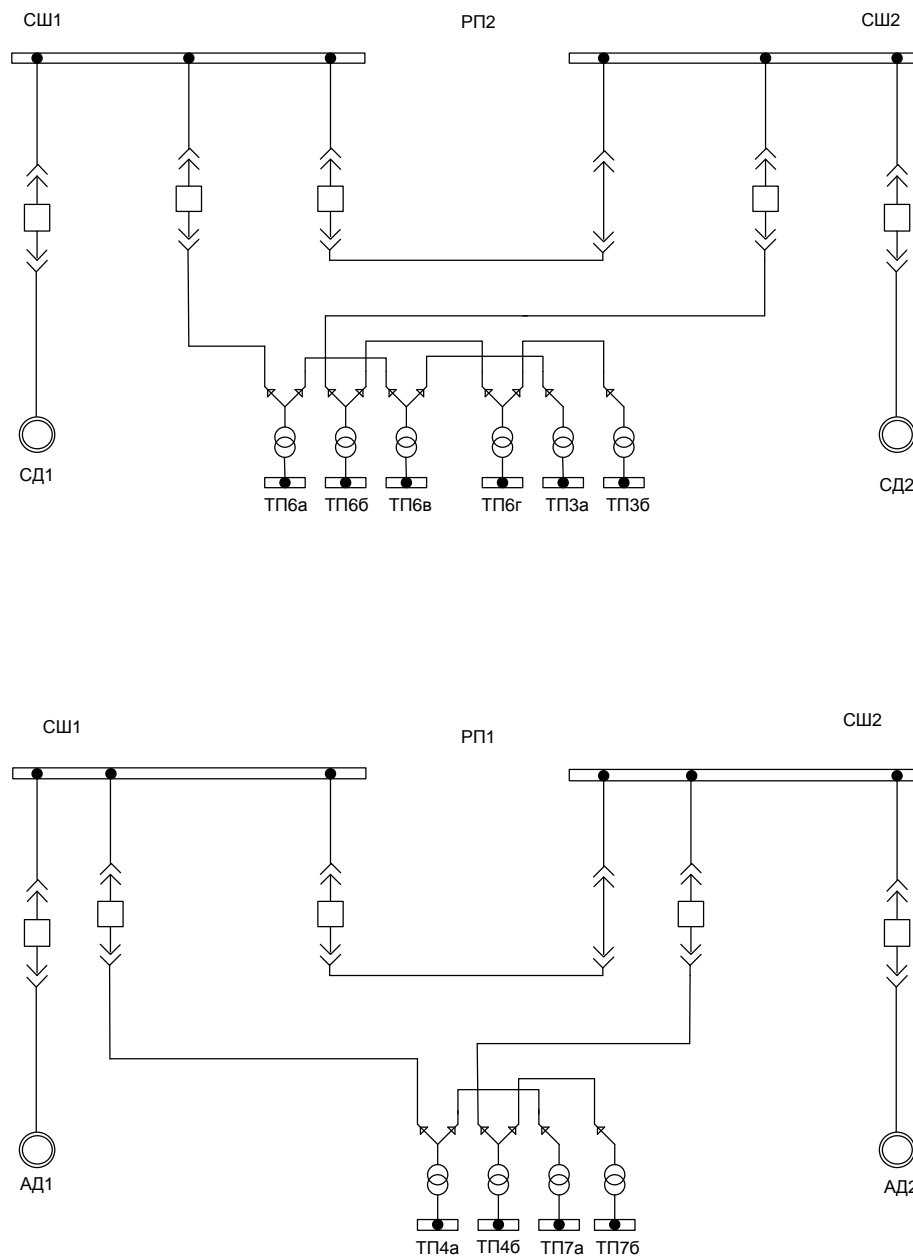


Рисунок 2.2 – Схема електропостачання РП.

2.4 Розрахунок втрат потужності в цехових трансформаторах

В якості цехових трансформаторів вибрано *ТМЗ* – 630 / 10 кВА та *ТМЗ* – 4000 / 10 кВА. Дані для розрахунку беремо з таблиць [15] паспортних даних трансформаторів.

Визначаємо втрати активної потужності в цехових трансформаторах за формулою:

$$\Delta P_{ТП} = N_{ТП} \cdot (\Delta P_{XX} + K_3^2 \cdot \Delta P_{K3}), \quad (2.15)$$

де $\Delta P_{XX}, \Delta P_{K3}$ – втрати активної потужності холостого ходу та короткого замикання, відповідно, цехових трансформаторів;

K_3 – коефіцієнт завантаження з врахуванням потужності низьковольтних БК [15]:

$$K_3 = \frac{S_{p.ТП}}{N_{ТП} \cdot S_{ном.ТП}}, \quad (2.16)$$

де $S_{p.ТП}$ – розрахункова потужність цехового трансформатора:

$$S_{p.ТП} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_n^2}, \quad Q_n = Q_p - Q_{HK}. \quad (2.17)$$

Визначаємо втрати реактивної потужності в цехових трансформаторах за формулою:

$$\Delta Q_{ТП} = N_{ТП} \cdot (\Delta Q_{XX} + K_3^2 \cdot \Delta Q_{K3}), \quad (2.18)$$

де $\Delta Q_{XX}, \Delta Q_{K3}$ – втрати активної потужності холостого ходу та короткого замикання, відповідно, цехових трансформаторів:

$$\Delta Q_{XX} = \frac{I_{XX\%}}{100} \cdot S_{ном.ТП}, \quad \Delta Q_{K3} = \frac{u_{K3\%}}{100} \cdot S_{ном.ТП}, \quad (2.19)$$

Визначаємо приведені втрати активної потужності в трансформаторах $\Delta P'_{ТП}$, які складаються з втрат ХХ ($\Delta P'_{XX}$) та втрат КЗ ($\Delta P'_{K3}$) за формулами:

$$\Delta P'_{XX} = \Delta P_{XX} + K_{3.6} \cdot \Delta Q_{XX}, \quad \Delta P'_{K3} = \Delta P_{K3} + K_{3.6} \cdot \Delta Q_{K3}, \quad (2.20)$$

де $K_{3.6}$ – коефіцієнт зміни втрат: для цехових ТП $K_{3.6} = 0,07$; для ГПП $K_{3.6} = 0,05$.

Для прикладу проведемо розрахунок для ТП1 за формулами 2.15 – 2.20.

$$S_{p.ТП1} = \sqrt{834,84^2 + 60,853^2} = 837,05 \text{ кВА}.$$

$$K_3 = \frac{837,05}{3 \cdot 400} = 0,695.$$

$$\Delta P_{ТП1} = 3 \cdot (0,95 + 0,695^2 \cdot 5,5) = 10,819 \text{ кВт}.$$

$$\Delta Q_{XX} = \frac{2,1}{100} \cdot 400 = 8,4 \text{ кВАр}; \quad \Delta Q_{K3} = \frac{4,5}{100} \cdot 400 = 18 \text{ кВАр}.$$

$$\Delta Q_{ТП} = 3 \cdot (8,4 + 0,695^2 \cdot 18) = 51,28 \text{ кВАр} .$$

$$\Delta P'_{XX} = 0,95 + 0,07 \cdot 8,4 = 1,538 \text{ кВт}, \quad \Delta P'_{КЗ} = 5,5 + 0,07 \cdot 18 = 6,76 \text{ кВт} .$$

$$\Delta P'_{ТП} = 3 \cdot (1,538 + 0,695^2 \cdot 6,76) = 14,409 \text{ кВт} .$$

Результати для інших ТП проводимо аналогічно та зводимо в таблицю 2.8.

Таблиця 2.8 – Результати розрахунку втрат потужності в цехових трансформатора

№ ТП	$S_{p.ТП},$ кВАр	K_3	$\Delta P_{ТП},$ кВт	$\Delta Q_{XX},$ кВАр	$\Delta Q_{КЗ},$ кВАр	$\Delta Q_{ТП},$ кВАр	$\Delta P'_{XX},$ кВт	$\Delta P'_{КЗ},$ кВт	$\Delta P'_{ТП},$ кВт
1	837.05	0.695	10.82	8.4	18	51.28	1.538	6.76	14.41
2	887.6	0.704	10.15	11.34	34.65	71.47	2.104	10.025	14.14
3	991.46	0.786	12.01	11.34	34.65	65.5	2.104	10.025	16.59
4	610.53	0.763	8.3	8.4	18	37.76	1.538	6.76	10.95
5	502.2	0.797	6.14	11.34	34.65	33.35	2.104	10.025	71.71
6	1267.63	0.792	17.6	8.4	18	78.76	1.538	6.76	23.11
7	633.51	0.792	8.8	8.4	18	39.38	1.538	6.76	11.56
8	308.61	0.771	5.2	8.4	18	19.01	1.538	6.76	5.56
9	1155.37	0.722	15.26	8.4	18	71.13	1.538	6.76	20.25

Проведемо розрахунок навантаження на шинах 10кВ з врахуванням втрат. Активні втрати визначаємо за формулою [15]:

$$P_{p\Sigma} = P_P + \Delta P'_{ТП} . \quad (2.21)$$

Визначаємо силове навантаження цеху на шинах 10кВ з врахуванням втрат потужності в цехових ТП за формулою [15]:

$$S_P = \sqrt{P_{P\Sigma}^2 + Q_{P\Sigma}^2} . \quad (2.22)$$

Визначаємо розрахункове силове навантаження цеху:

$$P_{P\Sigma} = 834,84 + 14,41 = 849,25 \text{ кВт} ,$$

$$Q_{P\Sigma} = 60,85 + 51,28 = 112,13 \text{ кВАр} ,$$

$$S_P = \sqrt{849,25^2 + 112,13^2} = 856,62 \text{ кВА} .$$

Результати розрахунку зводимо в таблицю 2.9.

Таблиця 2.9 – Результати розрахунку навантаження на шинах 10кВ цехових трансформаторів.

№ ТП	$P_{P\Sigma}, \text{кВт}$	$Q_{P\Sigma}, \text{квар}$	$S_{P\Sigma}, \text{кВА}$
1	849.25	112.13	856.62
2	901.75	137.41	912.16
3	1008.1	92.57	1012,296
4	621,476	58.19	624.2
5	573.98	47.46	575.93
6	1290.2	106.1	1294.55
7	645.07	54.84	647.4
8	314.17	60.19	319.9
9	1175.6	109.41	1180.7

2.5 Вибір числа і потужності трансформаторів ГПП

На заводі є споживачі I та II категорій за надійністю електропостачання, тому на ГПП встановлюємо два трансформатори на напрузі 110кВ.

Визначаємо активну потужність підприємства, яку необхідно отримати від енергосистеми за формулою [16]:

$$P_{P\Sigma} = P_{\Sigma(0,4\text{кВ})} + P_{\Sigma(110\text{кВ})}, \quad (2.23)$$

де $P_{\Sigma(0,4\text{кВ})}$ – сумарна реактивна потужність цехових трансформаторних підстанцій з врахуванням втрат, кВАр .

$P_{\Sigma(110\text{кВ})}$ – сумарна активна потужність на стороні 110кВ.

$$P_{P\Sigma} = 7379,555 + 3165 = 10544,555 \text{ кВт}.$$

Визначаємо оптимальну реактивну потужність, яку необхідно отримати від енергосистеми за спрощеною формулою [16]:

$$Q_E = \alpha \cdot P_{P\Sigma}, \quad (2.24)$$

де α – оптимальний коефіцієнт; приймаємо для ланок 110кВ: $\alpha = 0,25$.

$$Q_E = 0,25 \cdot 10544,555 = 2636,138 \text{ кВАр}.$$

Так як основні споживачі відносяться до II категорії за надійністю електропостачання на ГПП встановлюємо два масляних трансформатора.

Повна розрахункова потужність заводу визначаємо за формулою [16]:

$$S_{\Sigma II} = K_{\max} \cdot \sqrt{P_{\rho\Sigma}^2 + Q_E^2}, \quad (2.25)$$

де K_{\max} – оптимальний коефіцієнт, приймаємо: $K_{\max} = 0,95$.

$$S_{\Sigma II} = 0,95 \cdot \sqrt{10544,555^2 + 2636,138^2} = 10325,62 \text{ кВА}.$$

На ГПП встановлено два трансформатора, відповідно, потужність кожного:

$$S_{mp} \geq \frac{S_{\Sigma II}}{2 \cdot 0,75}, \quad (2.26)$$

де 0,75 – коефіцієнт навантаження.

$$S_{mp} \geq \frac{10325,62}{2 \cdot 0,75} = 6883,7 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Приймаємо потужність трансформаторів на ГПП 2×6300 кВА. В після аварійному режимі допускається перевантаження на 40 % [16]:

$$S_{авар.} = S_{mp} \cdot 1,4 = 6300 \cdot 1,4 = 8820 \text{ кВА}.$$

За таблицею [16] вибираємо для встановлення трансформатори ТМН 6300/110, з паспортними даними:

Тип трансформатора	S_{mp}	Втрати, кВт		$u_{кз}, \%$	$i_{хх}, \%$
		ХХ	КЗ		
ТМН-6300/110	6300	10	44	10,5	0,8

Проводимо вибір [15] принципіальної схеми ГПП на ланці 110кВ (рисунок 2.3).

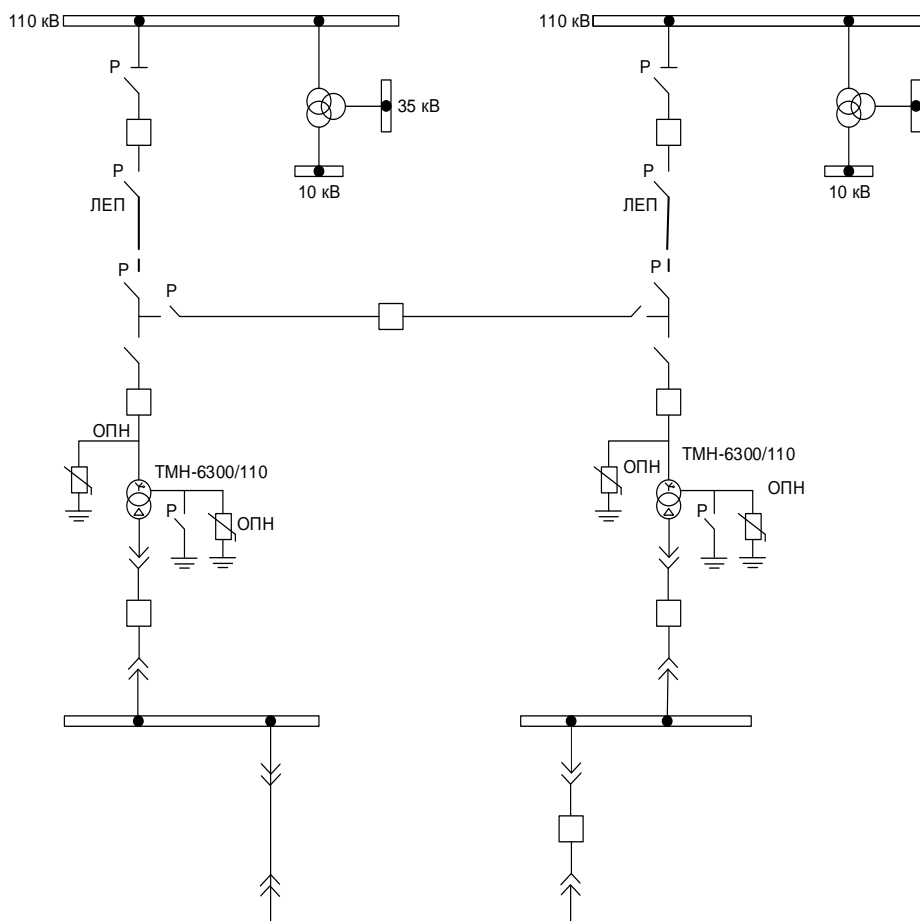


Рисунок 2.3 – Принципіальна схема ГПП.

2.6 Розрахунок втрат потужності та енергії в трансформаторах ГПП

Розрахунок втрат потужності в трансформаторах ГПП на напругу 110кВ проводимо аналогічно п. 2.4 за формулами 2.15-2.20.

$$\Delta Q_{K3} = 6300 \cdot \frac{10,5}{100} = 661,5 \text{кВАр}.$$

Коефіцієнт зміни втрат для трансформаторів ГПП приймаємо $K_{3,6} = 0,05$.

Отже:

$$\Delta P'_{K3} = 44 + 0,05 \cdot 661,5 = 77,075 \text{кВт};$$

$$\Delta Q_{XX} = 6300 \cdot \frac{0,8}{100} = 50,4 \text{кВАр};$$

$$\Delta P'_{XX} = 10 + 0,05 \cdot 50,4 = 12,52 \text{кВт};$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$K_3 = \frac{10325,62}{2 \cdot 6300} = 0,82.$$

Втрати активної потужності в трансформаторах:

$$\Delta P = 2 \cdot 12,52 + 2 \cdot 0,82^2 \cdot 77,075 = 128,69 \text{ кВт}.$$

Втрати активної потужності в трансформаторах:

$$\Delta Q = 2 \cdot 50,4 + 2 \cdot 0,82^2 \cdot 661,5 = 990,38 \text{ кВАр}.$$

Втрати енергії в трансформаторах визначаємо за формулою:

$$\Delta W_A = n \cdot \Delta P'_{XX} \cdot T_{\text{вкл}} + n \cdot K_3^2 \cdot \Delta P'_{K3} \cdot \tau_M, \quad (2.27)$$

де $T_{\text{вкл}}$ – час включення трансформатора, приймаємо: $T_{\text{вкл}} = 8760 \text{ годин}$:

$$\Delta W_{110} = 2 \cdot 12,52 \cdot 8760 + 2 \cdot 0,82^2 \cdot 77,075 \cdot 5336 = 772429,2 \text{ МВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

2.7 Вибір високовольтних БСК та моделювання схеми роботи

Для отримання балансу реактивної потужності та, відповідно, забезпечення надійності підприємства за рахунок підвищення коефіцієнта потужності й зниження втрат в кабельних лініях встановлюємо високовольтні батареї статичних конденсаторів на шинах ГПП.

Визначаємо сумарну потужність високовольтних БК за формулою [17]:

$$Q_{\text{ВБК}} = \Sigma Q_{\text{БК(ТП)}} + \Sigma Q_{\Sigma} + \Delta Q_{\text{ТР(ГПП)}} - n \cdot Q_{\text{СДС}} - Q_E, \quad (2.28)$$

де $\Sigma Q_{\text{БК(ТП)}}$ – сумарна реактивна потужність цехових трансформаторних підстанцій з врахуванням втрат, кВАр .

ΣQ_{Σ} – сумарна реактивна потужність на високій стороні без врахування СД.

$$Q_{\text{ВБК}} = 778,329 + 1745,48 + 2 \cdot 990,38 - 2 \cdot 152,75 - 2636,138 = 1562,931 \text{ кВАр}.$$

Вибираємо ВБК типу $УКРМ - 6,3 (10,5) - 450 (2 \times 225) УЗ$, з кроком регулювання 225 кВАр .

Потужність з врахуванням вибраних ВБК становить:

$$Q_{\text{БК}} = 7 \cdot 225 = 1575 \text{ кВАр}.$$

Перекомпенсація загальної реактивної потужності становить 12,1 кВАр.

Величина реактивної потужності, яка споживається заводом буде становити:

$$Q_{\Sigma} = 2638,138 - 12,1 = 2626,038 \text{ кВАр}.$$

Враховуючи присутність високовольтного навантаження (ДСП та СД) РП розміщуємо у цехах. Це дозволить підвищити надійність за рахунок скорочення кабельних ліній та, відповідно, знизити втрати. Високовольтне обладнання під'єднаємо безпосередньо до шин ГПП.

Як було означено в завданні на кваліфікаційну роботу наряді з підвищенням надійності необхідно забезпечити зниження втрат на різних ланках споживання електричної енергії.

Стосовно питання компенсації реактивної потужності та методів регулювання на стороні 10 кВ згідно проведеного аналізу [1-6, 10-14, 21] оптимальним варіантом є підтримання значення вхідної реактивної потужності при забезпеченні мінімальних втрат.

Розрахунки, схеми електропостачання на ланках ГПП та РП й приєднання високовольтних споживачів безпосередньо до РП, які розміщені в цехах, показує, що оптимальним варіантом є розглянути аналітичну модель для змішаних (радіальних) мереж із спільним опором [21]:

$$\frac{2Q_{ci} \cdot R \sum_{i=1}^m Q_i - Q_{ci}^2 \cdot R}{U^2} + \frac{(2Q_i \cdot Q_{ci} - Q_{ci}^2) \cdot R_i}{U^2} \rightarrow \max \quad (2.29)$$

де Q_i – реактивне навантаження вузла дослідження;

R_i – активний опір лінії;

R – активний опір лінії живлення;

Q_{ci} – потужність секції БК, встановленої на вузлі;

U – номінальна напруга;

m – кількість вузлів.

Або з вираженням через втрати потужності:

$$\delta(\Delta P)_i = A \cdot Q_i - B_i, \quad (2.30)$$

$$\text{де } A_i = \frac{2Q_{ci} \cdot R_i}{U^2}; B_i = \frac{Q_{ci}^2 \cdot R_i}{U^2}.$$

При використанні за формули:

$$\delta(\Delta P)_i = \frac{(2Q_{ci} \cdot R \sum_{i=1}^m Q_i - Q_{ci}^2 \cdot R)}{U^2} + \frac{(2Q_i \cdot Q_{ci} - Q_{ci}^2) \cdot R_i}{U^2}, \quad (2.31)$$

або:

$$\delta(\Delta P)_i = C \sum_{i=1}^m Q_i - D + A_i \cdot Q_i - B_i \quad (2.32)$$

$$A_i = \frac{2Q_{ci} \cdot R_i}{U^2}; B_i = \frac{Q_{ci}^2 \cdot R_i}{U^2}; D = \frac{Q_{ci}^2 \cdot R}{U^2}; C = \frac{2Q_{ci} \cdot R}{U^2}.$$

Якщо величина $\sum_{i=1}^m Q_i$ – сумарна реактивна потужністю необхідна для компенсації (Q_Σ), то $\delta(\Delta P)_i$ можна представити як:

$$\delta(\Delta P)_i = C \cdot Q_\Sigma - D + A_i \cdot Q_i - B_i. \quad (2.33)$$

В основу моделі закладено функцію автоматичного регулятора БК, де при введенні нового зв'язку появляється можливість формування сигналу, пропорційного максимальному зниженню втрат для мереж змішаної конфігурації, що дозволяє уникнути неправильного спрацювання секцій БК, що призводить до найбільшого зниження втрат [1, 21].

На рисунку 2.4 представлено блок-схему автоматичного регулятора БК [12].

Недолік поданої схеми регулювання полягає у вмиканні секцій БК не за зниженням втрат, а за величиною втрат електроенергії від перетоків реактивної потужності. Це не завжди забезпечує максимальне зниження втрат.

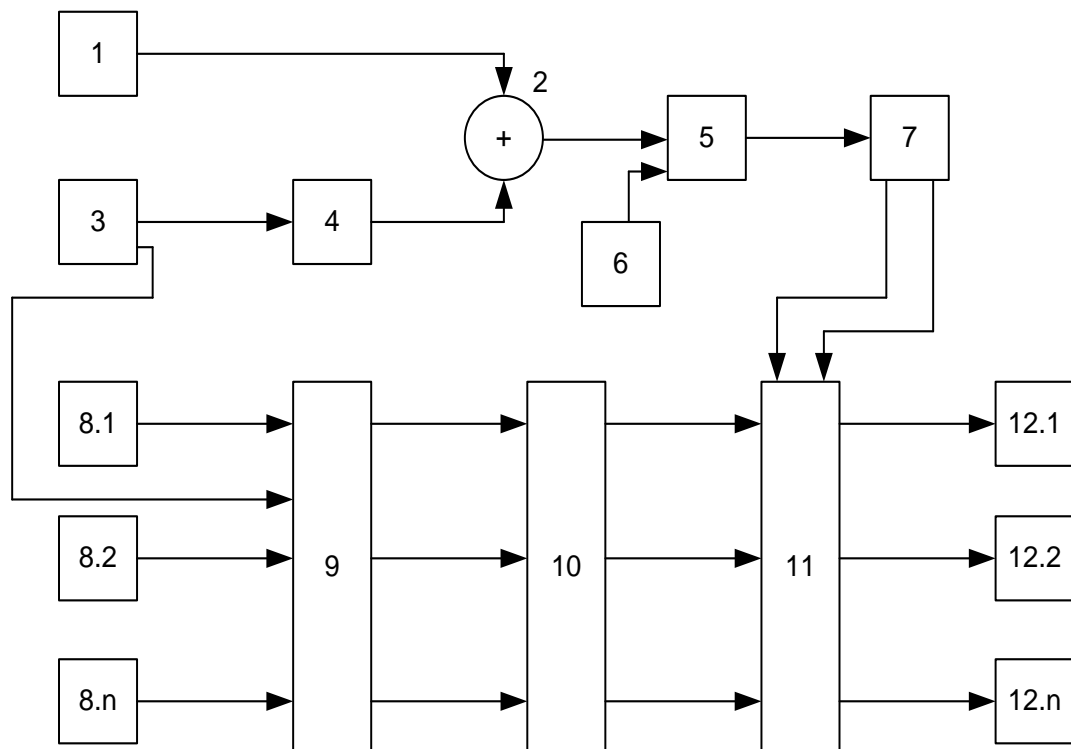


Рисунок 2.4 – Пристрій для автоматичного регулювання БК [21]:

1 – давач активної потужності; 2 – суматор; 3 – давач реактивної потужності; 4 – дільник; 5 – реагуючий орган; 6 – задавач уставок; 7 – блок витримки по часу; 8.1– 8.n – датчики реактивної потужності; 9 – блок масштабних підсилювачів; 10 – блок віднімання; 11 – блок аналізу втрат і визначення місця комутації; 12.1–12.n – виконавчі органи ввімкнення та вимкнення секцій КУ.

2.8 Розрахунок перерізів кабельних ліній 10 кВ та 0,4 кВ

Розрахунок перерізів кабельних ліній, що з'єднують цехові трансформатори з ГПП на основі величині робочого максимального струму за формулою [20]:

$$I_{p.i} = \frac{S_i}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (2.34)$$

де S_i – значення повної потужності, що приходить на i -ту ділянку, $кВА$;

$U_{ном}$ – значення номінальної напруги;

n – кількість кабелів.

Розрахунок ведемо за найбільш завантаженим одиничним магістралям від ГПП або секції РП.

Вибір перерізу проводимо з врахуванням економічно обґрунтованої величини густини струму:

$$F_{розр.i} = \frac{I_{p.i}}{j_{e.i}}, \quad (2.35)$$

Проведемо розрахунок на прикладі ланки ТП3а – ТП3в:

$$P_{ТП} = \frac{P_{ТП\Sigma}}{n}, \quad Q_{ТП} = \frac{Q_{ТП\Sigma}}{n}, \quad (2.36)$$

де $P_{ТП\Sigma}$, $Q_{ТП\Sigma}$ – значення сумарної активної та реактивної потужності, відповідно, заданого ТП;

n – кількість трансформаторів на заданому ТП.

$$\text{Для ТП2: } P_{ТП} = \frac{901,745}{2} = 450,872 \text{ кВт}; \quad Q_{ТП} = \frac{137,407}{2} = 68,703 \text{ кВА}.$$

$$S_M = \sqrt{450,872^2 + 68,703^2} = 456,077 \text{ кВА}.$$

$$I_{P(ТП2)} = \frac{456,077}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 26,331 \text{ А}.$$

$$F_{ст(ТП2)} = \frac{26,331}{1,4} = 18,8 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо січення: $F_{розр.(ТП2)} = 25 \text{ мм}^2$, $I_{дон} = 90 \text{ А}$, кабель ААБ.

Здійснюємо перевірку кабелю при роботі в аварійному режимі, щодо виконання умови:

$$I_{AB} = 2 \cdot I_P < I'_{дон} = K_n \cdot K_{не} \cdot I_{доп}, \text{ А}, \quad (2.37)$$

де $K_{не} = 1,25$ – коефіцієнт перевантаження [20];

K_n – коефіцієнт, що враховує кількість кабелів та їх встановлення [20].

$$I_{AB} = 2 \cdot 26,331 = 52,662 < I'_{дон} = 1 \cdot 1,25 \cdot 90 = 112,5 \text{ А}.$$

Розрахунки для інших ланок 10кВ та $0,4\text{кВ}$ проводимо аналогічно. Результати розрахунків представлені в Додатках (Додаток Б).

2.9 Висновки до другого розділу

Для застосування заходів забезпечення надійності проведений вибір цехових підстанцій на основі розрахунків силового та освітлювального обладнання підприємства.

На основі вибору трансформаторів ГПП побудовано принципіальні схеми електропостачання на ланках ГПП та РП із забезпеченням мінімальних втрат в кабельних лініях.

Проведені розрахунки втрат потужності на цехових підстанціях та на ГПП дозволило забезпечити баланс реактивної потужності заводу та встановити БК на ланках $0,4\text{кВ}$ цехових підстанцій й на ланці 10кВ ГПП, що забезпечує надійність роботи електричного обладнання та зниження втрат в кабельних лініях.

Проведено вибір БК з перекомпенсацією загальної реактивної потужності $12,1\text{кВАр}$.

Запропоновано пристрій автоматичної компенсації реактивної потужності, де, на основі запропонованої моделі, досягається зниження втрат.

Проведені розрахунки перерізів кабельних ліній $0,4\text{кВ}$ та 10кВ дозволить провести правильний вибір захисного устаткування.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

Забезпечення надійності заводу крім вірного вибору схеми електропостачання та рівномірного розподілу потужності за ТП вимагає безперебійного спрацювання захисного й комутаційного обладнання та автоматики. Для вибору засобів системи релейного захисту первинно проводимо розрахунки струмів короткого замикання (КЗ).

3.1 Розрахунок струмів КЗ

При проведенні розрахунків приймаємо, що всі джерела потужності, трансформатори, ЛЕП є ввімкнені. Вибираємо п'ять точок: K_1 – ГПП (на стороні 110кВ); K_2 – на виході силового трансформатора; K_3 – на збірних шинах РП2 із СД; K_4 – на збірних шинах РП1 із АД; K_5 – на збірних шинах РП2 – ТП6.

Будуємо схему для розрахунків (рисунок 3.1) [20].

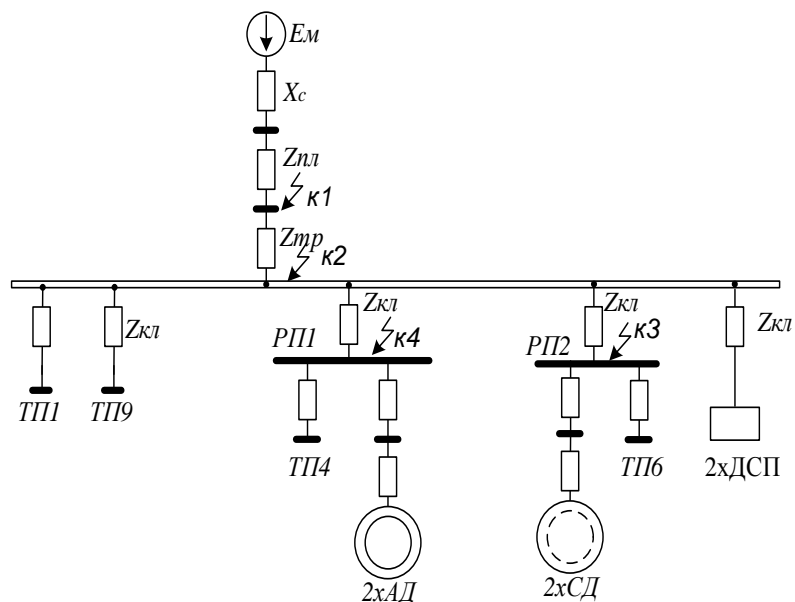


Рисунок 3.1 – Заступна схема розрахунку струмів КЗ.

За базисну напругу беремо середню номінальну напруги відповідного ступеня в системі споживання нескінченної потужності. Розрахунки проводимо в базисних одиницях вимірювання.

Базисна потужність $S_{\sigma} = S_m = 1000 \text{ МВА}$; опір системи $X_m^* = 0,42$ [20].

Для точки K_1 приймаємо базисну напругу $U_{\sigma} = 115 \text{ кВ}$. Визначаємо значення базисного струму [20]:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}. \quad (3.1)$$

Тоді, за ступенями напруги:

$$I_{\sigma 1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}; \quad I_{\sigma 2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,98 \text{ кА}.$$

Визначаємо значення опорів за заступною схемою [20]:

$$x_{BЛ}^* = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2} \right), \quad (3.2)$$

де x_0 – значення опору 1 км лінії, $x_0 = 0,444 \text{ Ом/км}$ для ВЛ 110кВ;

l – довжина лінії (20 км).

$$\text{Тоді: } x_{BЛ}^* = 0,444 \cdot 20 \cdot \left(\frac{1000}{115^2} \right) = 0,67.$$

Визначаємо значення результуючого опору для точки K_1 :

$$x_{\Sigma 1}^* = x_m^* + x_{BЛ}^* = 0,67 + 0,42 = 1,09.$$

Визначаємо діюче значення усталеного струму КЗ:

$$I_{K1} = \frac{E_m^*}{x_{\Sigma 1}^*} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{1,09} \cdot 5,02 = 4,6 \text{ кА}.$$

Значення ударного струму КЗ в точці K_1 становить:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,6 = 11,71 \text{ кА}, \quad (3.3)$$

де $k_{y\delta}$ – ударний коефіцієнт, $k_{y\delta} = 1,8$ [20].

Визначаємо струм КЗ в точці K_2 . Опір трансформатора визначаємо за формулою [20]:

$$x_{тр}^* = \frac{U_{КЗ}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}}, \quad (3.4)$$

де $U_{КЗ}$ – напруга КЗ трансформатора;

$S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора, $кВА$,

$$x_{mp}^* = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{6,3} = 16,7.$$

$$x_{\Sigma 2}^* = x_{\Sigma 1}^* + x_{mp}^* = 1,09 + 16,7 = 17,79.$$

Визначаємо діюче значення усталеного струму КЗ:

$$I_{K2} = \frac{E_M}{x_{\Sigma 2}^*} \cdot I_{\phi} = \frac{1}{17,79} \cdot 54,98 = 3,09 \text{ кА}.$$

Значення ударного струму КЗ в точці K_2 становить (3.3):

$$i_{y\phi} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,09 = 7,86 \text{ кА}.$$

Визначаємо струм КЗ в точці K_3 для РП2 із СД. Переріз кабельної лінії 70 мм^2 .

Визначаємо значення активного опору КЛ за формулою [20]:

$$r_{KL}^* = r_{num.} \cdot L \cdot \left(\frac{S_M}{U_{HH}^2} \right) = 0,443 \cdot 0,818 \cdot \left(\frac{1000}{10,5^2} \right) = 3,28. \quad (3.5)$$

Значення реактивного опору КЛ становить:

$$x_{KL}^* = x_{num.} \cdot L \cdot \left(\frac{S_M}{U_{HH}^2} \right) = 0,086 \cdot 0,818 \cdot \left(\frac{1000}{10,5^2} \right) = 0,64. \quad (3.6)$$

Результуючі значення опорів до точки K_3 будуть:

$$x_{\Sigma 3}^* = x_{\Sigma 2}^* + x_{KL}^* = 17,79 + 0,64 = 18,43,$$

$$Z_{\Sigma 3}^* = \sqrt{x_{\Sigma 3}^{*2} + r_{KL}^{*2}} = \sqrt{18,43^2 + 3,28^2} = 18,72.$$

Отримуємо значення струму КЗ:

$$I_{K3} = \frac{E_M}{Z_{\Sigma 3}^*} \cdot I_{\phi} = \frac{1}{18,72} \cdot 54,98 = 2,93 \text{ кА}.$$

Значення ударного струму КЗ в точці K_3 становить (3.3):

$$i_{y\phi} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,93 = 7,46 \text{ кА}.$$

Визначаємо первинне діюче значення струму КЗ, що відходить від СД за формулою [20]:

$$I''_{CD} = \frac{E''_* \cdot I_{ном,CD}}{x''_{*d}}, \quad (3.7)$$

де $I_{ном,CD}$ – значення номінального струму CD, А;

x''_{*d} – значення над перехідного реактивного опору CD за поздовжньою складовою;

E''_* – значення над перехідної ЕРС,

$$I_{ном,CD} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi_{ном}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,85} = 71,32 \text{ кА};$$

$$x''_{*d} = x''_d \cdot \frac{S_{\phi}}{S_{ном,CD}} = 0,2 \cdot \frac{1000}{0,709} = 282,09.$$

$$I''_{КЗ,CD} = \frac{1,1 \cdot 71,32}{282,09} = 0,28 \text{ кА}.$$

Значення струму КЗ в точці K_3 становить (3.3):

$$i_{уд,CD} = 1,82 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,28 = 0,71 \text{ кА}; \quad i_{уд} = 7,46 + 0,71 = 8,17 \text{ кА}.$$

Визначаємо сумарне значення струму КЗ в точці K_3 :

$$I_{\Sigma КЗ} = I_{КЗ} + I''_{КЗ,CD} = 2,93 + 0,28 = 3,21 \text{ кА}.$$

Визначаємо струм КЗ в точці K_4 для РПІ із АД. Переріз кабельної лінії 35 мм^2 .

Визначаємо значення активного опору КЛ (3.5):

$$r_{КЛ}^* = 0,89 \cdot 0,538 \cdot \left(\frac{1000}{10,5^2} \right) = 4,34.$$

Значення реактивного опору КЛ становить (3.6):

$$x_{КЛ}^* = 0,095 \cdot 0,538 \cdot \left(\frac{1000}{10,5^2} \right) = 0,46.$$

Результуючі значення опорів до точки K_4 будуть:

$$x_{\Sigma 4}^* = x_{\Sigma 2}^* + x_{КЛ}^* = 17,79 + 0,46 = 17,65;$$

$$Z_{\Sigma 4}^* = \sqrt{x_{\Sigma 4}^{*2} + r_{КЛ}^{*2}} = \sqrt{17,65^2 + 4,34^2} = 18,17.$$

Значення струмів КЗ в точці K_4 будуть:

$$I_{K4} = \frac{E_C}{Z_{\Sigma 4}^*} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{18,17} \cdot 54,98 = 3,02 \text{ кА};$$

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,02 = 7,69 \text{ кА}.$$

Визначаємо первинне діюче значення струму КЗ, що відходить від АД за формулою [20]:

$$I_{AD}'' = \frac{E_*'' \cdot I_{ном,АД}}{x_d''}, \quad (3.8)$$

де $I_{ном,АД}$ – значення номінального струму АД, А;

x_{*d}'' – значення над перехідного реактивного опору АД за поздовжньою складовою;

E_*'' – значення над перехідної ЕРС,

$$I_{ном,АД} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi_{ном}} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,8} = 60,14 \text{ кА};$$

$$x_{*d}'' = x_d'' \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном,АД}} = 0,2 \cdot \frac{1000}{0,348} = 574,71;$$

$$I_{K4,АД}'' = \frac{0,9 \cdot 60,14}{574,71} = 0,094 \text{ кА}.$$

Знаходимо значення періодичної складової струму КЗ, з врахуванням АД за формулою [20]:

$$I_{\Sigma K4}'' = I_{K4} + I_{K4,АД}'' = 3,02 + 0,094 = 3,114 \text{ кА}.$$

Значення ударного струму КЗ в точці K_3 становить (3.3):

$$i_{y\sigma} = 1,6 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,094 + 7,69 = 7,9 \text{ кА}.$$

де $k_{y\sigma} = 1,6$ [20].

Визначаємо струм КЗ в точці K_5 від РП2 до ТП6. Переріз кабельної лінії 50 мм^2 .

Визначаємо значення активного опору КЛ (3.5):

$$r_{КЛ.ТП6}^* = 0,62 \cdot 0,197 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,108.$$

Значення реактивного опору КЛ становить (3.6):

$$x_{КЛ.ТП6}^* = 0,009 \cdot 0,197 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,161.$$

Результуючі значення опорів до точки K_5 будуть:

$$x_{\Sigma 5}^* = x_{\Sigma 3}^* + x_{КЛ.ТП6}^* = 18,43 + 0,161 = 18,591;$$

$$r_{\Sigma 5}^* = r_{\Sigma 3}^* + r_{КЛ.ТП6}^* = 3,28 + 1,108 = 4,388;$$

$$Z_{\Sigma 5}^* = \sqrt{x_{\Sigma 5}^{*2} + r_{\Sigma 5}^{*2}} = \sqrt{18,591^2 + 4,388^2} = 19,1.$$

Значення струму КЗ становить:

$$I_{К5} = \frac{E_5}{Z_{\Sigma 5}^*} \cdot I_0 = \frac{1}{19,1} \cdot 54,98 = 2,88 \text{ кА}.$$

Значення ударного струму КЗ в точці K_3 становить (3.3):

$$i_{y0} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,88 = 7,33 \text{ кА}.$$

де $k_{y0} = 1,8$ [20].

Визначаємо значення струму термічної стійкості щодо значень струмів КЗ за вибраними перерізами за формулою [20]:

$$I_{mc} = \frac{q \cdot c}{\sqrt{t_{\Pi}}}, \quad (3.9)$$

де $t_{\Pi} = t_{P3} + t_{відк.В} + T_{пост.ч}$ – значення номінального струму СД, А:

де t_{P3} – час спрацювання релейного захисту на шинах ГПП:

$$t_{P3} = t_{P3 \text{ РП}} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с}.$$

$t_{відк.В}$ – час відключення вимикача, приймаємо $t_{відк.В} = 0,05 \text{ с}$ – для вимикачів на РП, $t_{відк.В} = 0,07 \text{ с}$ – для вимикачів на ГПП;

$T_{пост.ч}$ – постійна часу, приймаємо для ланок 10кВ $T_{пост.ч} = 0,01 \text{ с}$; для шин ГПП $T_{пост.ч} = 0,02 \text{ с}$.

c – температурний коефіцієнт, що враховує обмеження температури нагрівання, приймаємо $c = 94 \text{ А} \times \text{с} / \text{мм}^2$.

Отримуємо:

$$I_{mc.KЛ1} = \frac{70 \cdot 94}{\sqrt{1,06}} = 6,39 \text{ кА} \geq I_{кз} = 3,21 \text{ кА}.$$

Кабель відповідає умові за термічною стійкістю.

Результати розрахунків на ланках зводимо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Повірка КЛ на стійкість до струмів КЗ

	$q, \text{мм}^2$	$I_{кз}, \text{кА}$	$t_{PЗ}, \text{с}$	$t_{відк.В}, \text{с}$	$T_{пост.ч}, \text{с}$	$t_{П}, \text{с}$	$I_{mc}, \text{кА}$
K_1	70	4,6	1	0,07	0,02	1,09	6,3
K_2	70	3,09	1	0,07	0,02	1,09	6,3
K_3	70	3,21	1	0,05	0,01	1,06	6,39
K_4	35	3,114	1	0,05	0,02	1,06	3,195
K_5	50	2,88	1	0,05	0,02	1,06	4,56

3.2 Вибір захисного обладнання на ланці 110 кВ та їх повірка

Вибір та повірка вимикачів.

Вимикачі вибираємо за номінальними значеннями напруги та струму. На основі розрахунку вибираємо вимикач *ВГТ – 110 – 40 / 2500У1* – триполюсний, елегазовий з наступними основними характеристиками [19]:

Номінальна напруга, кВ	110
Номінальна робоча напруга, кВ	126
Номінальний струм, А	2500
Струм на відключення, кА	40
Струм термічної стійкості, кА (3с)	40
Струм КЗ, кА	102
Час відключення вимикача, с	0.035
Час відключення управлінням, с	0.055

Значення струму в усталеному та аварійному режимах становить:

$$I_p = 27,4 \text{ А}; \quad I_{AB} = 27,4 \cdot 2 = 54,8 \text{ А}.$$

Проводимо перевірку. Визначаємо значення симетричного струму відключення [19]:

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \text{кА}, \quad (3.10)$$

де τ – час від виникнення КЗ до розмикання контактів, с:

$$\tau = t_{P3} + t_{e.e} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с}, \quad (3.11)$$

де t_{P3} – номінальний струм КЗ, $t_{P3} = 0,01 \text{ с}$;

$t_{e.e}$ – час відключення вимикача;

T_a – постійна часу аперіодичної складової струму КЗ, $T_a = 0,05 \text{ с}$;

I_{K1} – значення струму КЗ в точці K_1 , $I_{K1} = 4,6 \text{ кА}$.

Отримуємо: $i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 4,6 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,05}} = 2,645 \text{ кА}$.

Визначаємо значення теплового імпульсу [19]:

$$B_K \approx I_{K1}^2 \cdot (t_{P3} + t_{e.y} + T_a), \quad (3.12)$$

де t_{P3} – номінальний струм КЗ, $t_{P3} = 0,01 \text{ с}$;

$t_{e.y}$ – час відключення управлінням, $t_{e.y} = 0,055 \text{ с}$.

Отримуємо:

$$B_K \approx 4,6^2 \cdot (0,01 + 0,055 + 0,05) = 2,433 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Результати перевірки заносимо в таблицю 3.2.

Таблиця 3.2 – Умови перевірки вимикача

Розрахункові параметри	Умови перевірки	Каталогові дані
За напругою		
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
За тривалістю струму		
$I_{ав} = 54,8 \text{ А}$	$I_{ав} < I_{ном}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
За електродинамічною стійкістю		
$I_{K1} = 4,6 \text{ кА}$	$I_{K1} \leq I_{дин}$	$I_{дин} = 40 \cdot \sqrt{2} = 56,57 \text{ кА}$
$i_{yд} = 11,71 \text{ кА}$	$i_{yд} \leq i_{н.с}$	$i_{н.с} = 40 \text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 2,433 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{мс}^2 \cdot t_{мс}$	$I_{нс} \cdot t_{нс} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибраний вимикач $BГТ - 110 - 40 / 2500У1$ відповідає умовам повірки.

Вибір та повірка роз'єднувачів.

Вибираємо роз'єднувач $РДЗ - 110 / 1000УХЛ1$ з наступними основними характеристиками:

Номінальна напруга, $кВ$	110
Номінальний струм, $кА$	1000
Наскрізний струм, $кА$	80
Головні ножі - струм за термічною стійкістю, $кА$ - час за термічною стійкістю, $с$	31,5 4
Ножі заземлення - струм за термічною стійкістю, $кА$ - час за термічною стійкістю, $с$	31,5 1

Розрахунок роз'єднувачів проводимо аналогічно розрахунку вимикачів (п. 3.2.1) та заносимо в таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 – Умови повірки роз'єднувача

Розрахункові параметри	Умови повірки	Каталогові дані
За напругою		
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
За тривалістю струму		
$I_{ав} = 54,8 \text{ А}$	$I_{ав} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
За електродинамічною стійкістю		
$i_{уд} = 11,71 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{н.с}$	$i_{н.с} = 80 \text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 2,433 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{мс}^2 \cdot t_{мс}$	$I_{нс} \cdot t_{нс} = 31,5^2 \cdot 4 = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$B_K = 2,433 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$		$I_{нс} \cdot t_{нс} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибраний роз'єднувач відповідає $РДЗ - 110 / 1000УХЛ1$ умовам повірки.

3.3 Вибір трансформаторів струму

На ланці 110кВ встановлюємо трансформатор струму (ТС) як варіант вбудованого в силовий трансформатор *ТВТ-110-III-600/5* за напругою вставки та струмом первинної ланки, а повірку проводимо за термічною й електродинамічною стійкістю. Основні характеристики ТС:

Номинальна напруга, кВ	110
Номинальний первинний струм, А	600
Номинальний вторинний струм, А	5
Клас точності	3
Номинальне навантаження, Ом	1,2
Номинальна кратність	20
Струм за термічною стійкістю, кА	20
Час за термічною стійкістю, с	3

Отримані розрахункові значення повірки заносимо в таблицю 3.4.

Таблиця 3.4 – Умови повірки вбудованого трансформатора струму

Розрахункові параметри	Умови повірки	Каталогові дані
За напругою		
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
За тривалістю струму		
$I_{ав} = 54,8 \text{ А}$	$I_{ав} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 2,433 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq (K_m \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_{тер}$	$(25 \cdot 0,6)^2 \cdot 3 = 675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибираємо на секційній перемичці ТС типу *ТФЗМ-110-I-100/5 У1* з наступними основними характеристиками:

Номінальна напруга, kV	110
Номінальний первинний струм, A	100
Номінальний вторинний струм, A	5
Струм за динамічною стійкістю, kA	41
Термічна стійкістю, $kA^2 \cdot c$	48

Умови вибору ТС зводимо в таблицю 3.5.

Таблиця 3.5 – Умови перевірки секційного трансформатора струму

Розрахункові параметри	Умови перевірки	Каталогові дані
За напругою		
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
За тривалістю струму		
$I_{ав} = 161,78 \text{ А}$	$I_{ав} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
За симетричним струмом відключення		
$i_y = 11,71 \text{ кА}$	$i_{y\partial} \leq i_{н.с}$	$i_{дин} = 41 \text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 2,433 \text{ кА}^2 \cdot c$	$B_K \leq I_{мс}^2 \cdot t_{мс}$	$I_{мер} \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot c$

Вибір ОПН.

Дотримуємо умови $U_{уст} \leq U_{ном}$ та вибираємо на ланці 110 кВ ОПН типу ОПН – 110/73/10/400–10(II) УХЛ1. Що забезпечить надійність захисту від зовнішніх та внутрішніх перенапруг.

3.4 Вибір обладнання на низькій стороні

Вибір вимикачів.

На ввідних комірках КРУ вибираємо вимикачі ВВЭ – 10 – 20/630 УЗ. За формулою 3.11 визначаємо значення теплового імпульсу.

$$B_K = 3,21^2 \cdot (1 + 0,05 + 0,02) = 11,02 \text{ кА}^2 \cdot c.$$

Умови перевірки вимикача на ланках 10кВ зводимо в таблицю 3.6

Таблиця 3.6 – Умови перевірки вимикачів

Розрахункові параметри	Умови перевірки	Каталогові дані
За напругою		
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
За тривалістю струму		
$I_{ав} = 161,78 \text{ А}$	$I_{ав} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
За симетричним струмом відключення		
$I_{nt} = 3,21 \text{ кА}$	$I_{nt} < I_{ном}$	$I_{н.відкл.} = 20 \text{ кА}$
$i_y = 8,17 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 20 \text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 11,02 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$	$I_{мер} \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір автоматів за запобіжників.

На цехових трансформаторах $КТП - 630/10/0,4$ та $КТП - 400/10/0,4$ вибираємо та встановлюємо: в якості ввідного автомата – $ВА55 - 43$; в якості секційного автомата – $ВА55 - 41$.

Для захисту КТП вибираємо запобіжники типу $ПКТ - 102$.

Визначаємо значення струму плавкої вставки за формулою [19]:

$$I_{пл.вст} = \frac{P_p \cdot 1,4}{N \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5}, \quad (3.13)$$

де P_p – розрахункове навантаження ТП;

N – кількість трансформаторів на ТП.

$$\text{Отримуємо: } I_{пл.вст} = \frac{834,84 \cdot 1,4}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 21,422 \text{ А.}$$

Результати розрахунків на інших ТП зводимо в таблицю 3.7.

Визначаємо значення струму ввідного автомата за формулою [19]:

$$I_{р.авт.} = \frac{P_p}{N \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4}. \quad (3.14)$$

$$\text{Для ТП1 отримуємо: } I_{р.авт.} = \frac{834,84}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 401,662 \text{ А.}$$

Результати розрахунку значень струмів ввідних автоматів зводимо в таблицю 3.7.

Визначаємо значення струму секційного автомата за формулою [19]:

$$I_{p.авт} = \frac{834,84 \cdot 0,7}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 281,164 \text{ А.}$$

Вибір значень струмів секційних автоматів зводимо в таблицю 3.7.

Таблиця 3.7 – Вибір вставок захисного обладнання

№ ТП	$P_p, \text{Вт}$	$N_{тр}$	$I_{пл.вст.}, \text{А}$	$I_{пл.вст.}^{ном}, \text{А}$	Ввідний автомат		Секційний автомат	
					$I_{p.авт.}, \text{А}$	$I_{авт.}^{ном}, \text{А}$	$I_{p.авт.}, \text{А}$	$I_{авт.}^{ном}, \text{А}$
1	834.84	3	21.422	40	401.662	630	281.164	1000
2	887.6	2	34.164	40	640.57	1600	448.399	1000
3	991.46	2	38.161	40	715,524	1600	500.867	1000
4	610.53	2	23.499	40	440.612	630	308.428	1000
5	502.2	1	38.659	40	724.863	1600	507.404	1000
6	1267.09	4	24.385	40	457.221	630	320.055	1000
7	633.51	2	24.384	40	457.196	630	320.037	1000
8	308.61	1	23.756	40	445.44	630	311.808	1000
9	1155.375	4	22.235	40	416.91	630	291.837	1000

Вибираємо запобіжник серії *ПКТ102 – 12 – 40 – 20ТЗ*.

Вибір шин на НН.

Збірні шини знаходяться в межах *РП*, тому вибір проводимо за значенням допустимого струму та визначаємо робочий струм за формулою:

$$I = \frac{S_{тр} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{10000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808,29 \text{ А.} \quad (3.15)$$

З таблицями [19] вибираємо алюмінієві збірні шини перерізом $S = 80 \times 6 \text{ мм}^2$ та $I_{дон} = 1150 \text{ А}$.

Проводимо перевірку шин за електродинамічною стійкістю. Найбільші зусилля виникають при трифазному КЗ, тому перевірку здійснюємо за значенням ударного струму на шинах ГПП (п. 3.1): $i_v = 11,71 \text{ кА}$.

Визначаємо зусилля, що виникають між фазами при протіканні струму трифазного КЗ за формулою [19]:

$$F_{\phi} = \frac{\sqrt{3} \cdot i_y^2}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (3.16)$$

де a – відстань між вісями фаз, $a = 0,25 \text{ м}$.

$$\text{Звідси: } F_{\phi} = \frac{\sqrt{3} \cdot (11710)^2}{0,25} \cdot 10^{-7} = 95 \text{ Н / м}.$$

Визначаємо момент опору шин за формулою [19]:

$$W = 0,167 \cdot b^2 \cdot h = 0,167 \cdot 8^2 \cdot 0,6 = 6,41 \text{ см}^3, \quad (3.17)$$

де b – ширина шини, $b = 8 \text{ см}$;

h – висота шини, $h = 0,6 \text{ см}$.

Визначаємо допустиму відстань між фазами за формулою [19]:

Визначаємо момент опору шин за формулою [19]:

$$l = \sqrt{\frac{10 \cdot \sigma_{\text{дон}} \cdot W}{F_{\phi}}} = \sqrt{\frac{10 \cdot 70 \cdot 6,41}{95}} = 6,873 \text{ м}, \quad (3.18)$$

де $\sigma_{\text{дон}}$ – допустиме значення напруженості в матеріалі, $\sigma_{\text{дон}} = 70 \text{ МПа}$ (для алюмінієвих шин).

Визначаємо напруження в матеріалі фаз при взаємодії фаз [19]:

$$\sigma_p = \frac{F_{\phi} \cdot l^2}{10 \cdot W} = \frac{95 \cdot 6,873^2}{10 \cdot 6,41} = 70 \text{ МПа}. \quad (3.19)$$

Допустиме зусилля між фазами буде становити [19]:

$$F_{\text{дон}} = \frac{10 \cdot \sigma_{\text{дон}} \cdot W}{l^2} = \frac{10 \cdot 70 \cdot 6,41}{6,873^2} = 95 \text{ МПа}.$$

При оцінці електродинамічної стійкості шин необхідно виконання наступних умов [19]:

$$\sigma_p \leq \sigma_{\text{дон}}; \quad F_{\phi} \leq F_{\text{дон}}.$$

Вибрані шини задовольняють вказаним умовам, так як:

$$\sigma_p = 70 \text{ МПа} = \sigma_{\text{дон}} = 70 \text{ МПа};$$

$$F_\phi = 95 \frac{\text{Н}}{\text{м}} = F_{\text{доп}} = 95 \text{ Н / м.}$$

Вибір РП на стороні низької напруги.

Розподільний пристрій низької ГПП виконуємо у виді ЗРП, який комплектуємо із комірок $K-59$ типу $ВВЭ-М-10$ з основними характеристиками та комплектацією [19]:

Показники	Параметри
Номинальна напруга, кВ	10
Номинальний струм головних ланок, А	630, 1000, 1600, 2000
Номинальний струм збірних шин, А	1000, 1600, 2000, 3200
Макс. переріз силових кабелів, мм^2	$4 \times (3 \times 240)$
Тип вимикачів	$ВВЭ-М-10$
Номинальний струм відключення вимикачів, кА	20
Струм за термічною стійкістю (3 с), кА	20
Струм електродинамічної стійкості, кА	51
Трансформатор струму	$ТОЛ-10$ ($ТКЛ-10$)
Трансформатор напруги	$ЗНОЛ-0,6$, $НОЛ-0,8$
Тип роз'єднувача	$РВР-10/4000$
Тип розрядника	$ОПН-10$
Тип високовольтних запобіжників	$ПК1-10$, $ПК2-10$

3.5 Розрахунок релейного захисту асинхронного двигуна

Для відведення стоків в насосному відділенні встановлені асинхронні двигуни, які отримують живлення на ланці 10 кВ від РП. Необхідно на основі розрахунків КЗ здійснити перевірку спрацювання релейного захисту (РЗ) для забезпечення надійності.

3.5.1 Розрахунок струмів КЗ

Розрахунок струмів КЗ проводимо за послідовним з'єднанням опорів [22].

Робота системи задана потужністю КЗ ($S_{КЗ}$). Визначаємо опір системи з виразу:

$$X_{сист.} = \frac{U_M^2}{S_{КЗ}} = \frac{110^2}{1000} = 12,1 Ом. \quad (3.20)$$

Визначаємо опір ПЛ:

$$X_{ПЛ} = L_{ЛЕП} \cdot X_{ЛЕП} = 20 \cdot 0,444 = 8,88 Ом. \quad (3.21)$$

Враховуючи паспортні дані трансформатора [15] на ГПП та використання пристрої РПН з межами регулювання $\pm 9 \cdot 1,78\%$ визначаємо опір трансформатора з РПН як приведений параметр до регульованої сторони ВН:

$$X_{ТР.min} = \frac{U_{КЗ.min\%} \cdot U_{ВН.min}^2}{100 \cdot S_{ном.ТР}} = \frac{9,63 \cdot 97,4^2}{100 \cdot 6,3} = 145,01 Ом. \quad (3.22)$$

$$X_{ТР.max} = \frac{U_{КЗ.max\%} \cdot U_{ВН.max}^2}{100 \cdot S_{ном.ТР}} = \frac{9,63 \cdot 97,4^2}{100 \cdot 6,3} = 145,01 Ом. \quad (3.23)$$

де $U_{ВН.min}$, $U_{ВН.max}$ визначаємо з виразів:

$$U_{ВН.min} = U_{ВН.ср} \cdot (1 - \Delta U_{*РПН}) = 116 \cdot (1 - 0,16) = 97,4 кВ.$$

$$U_{ВН.max} = U_{ВН.ср} \cdot (1 + \Delta U_{*РПН}) = 116 \cdot (1 + 0,16) = 134,6 кВ.$$

Приймаємо: $U_{ВН.max} = 125 кВ$.

Визначаємо опір КЛ до РПН2. Переріз КЛ 35 мм².

Розраховуємо значення активного та реактивного опору КЛ за формулами [22]:

$$R_{КЛ} = L_{КЛ} \cdot r_0 = 0,538 \cdot 0,89 = 0,478 Ом. \quad (3.24)$$

$$X_{КЛ} = L_{КЛ} \cdot x_0 = 0,538 \cdot 0,095 = 0,051 Ом. \quad (3.25)$$

Приводимо опори КЛ до ВН за виразами [22]:

$$R_{KЛ.min} = R_{KЛ} \cdot \left(\frac{U_{BH.min}}{U_{ном.НН}} \right)^2 = 0,478 \cdot \left(\frac{97,4}{10} \right)^2 = 45,34 \text{ Ом}; \quad (3.26)$$

$$X_{KЛ.min} = X_{KЛ} \cdot \left(\frac{U_{BH.min}}{U_{ном.НН}} \right)^2 = 0,051 \cdot \left(\frac{97,4}{10} \right)^2 = 4,84 \text{ Ом}. \quad (3.27)$$

Приводимо опори КЛ до НН за виразами [22]:

$$R_{KЛ.max} = R_{KЛ} \cdot \left(\frac{U_{BH.max}}{U_{ном.НН}} \right)^2 = 0,478 \cdot \left(\frac{125}{10} \right)^2 = 74,69 \text{ Ом}; \quad (3.28)$$

$$X_{KЛ.max} = X_{KЛ} \cdot \left(\frac{U_{BH.max}}{U_{ном.НН}} \right)^2 = 0,051 \cdot \left(\frac{125}{10} \right)^2 = 7,97 \text{ Ом}. \quad (3.29)$$

Проводимо аналіз асинхронного двигуна А4-85/62-8УЗ з основними характеристиками: $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$, $P_{ном} = 500 \text{ кВт}$, $\cos\varphi = 0,8$. Переріз КЛ від РП до АД 10 мм^2 .

Розраховуємо значення активного та реактивного опору КЛ за формулами (3.24-3.25):

$$R_{KЛ} = 0,03 \cdot 3,1 = 0,093 \text{ Ом}.$$

$$X_{KЛ} = 0,03 \cdot 0,11 = 0,0033 \text{ Ом}.$$

Приводимо опори КЛ до ВН за виразами (3.26-3.27):

$$R_{KЛ.min 2} = 0,093 \cdot \left(\frac{97,4}{10} \right)^2 = 8,82 \text{ Ом};$$

$$X_{KЛ.min 2} = 0,0033 \cdot \left(\frac{97,4}{10} \right)^2 = 0,31 \text{ Ом}.$$

Визначаємо значення повного мінімального опору КЛ за формулою [22]:

$$Z_{KЛ.min} = \sqrt{(X_{cуст} + X_{ПЛ} + X_{mp.min} + X_{KЛ.min} + X_{KЛ.min 2})^2 + (R_{KЛ.min} + R_{KЛ.min 2})^2}, \quad (3.30)$$

$$Z_{KЛ.min} = \sqrt{(12,1 + 8,88 + 145,01 + 4,84 + 0,31)^2 + (45,34 + 8,82)^2} = 179,5 \text{ Ом}.$$

Визначаємо значення максимального струму трифазного КЗ як приведенного до ВН та НН, відповідно, за формулою [22]:

$$I_{K3.BH.min}^{(3)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 179,5} = 0,354 \text{ кА};$$

$$I_{K3.HH.max}^{(3)} = 0,354 \cdot \frac{97,4}{10} = 3,448 \text{ кА}.$$

Приводимо опори КЛ до НН за формулами (3.28-3.29):

$$R_{KL.max2} = 0,093 \cdot \left(\frac{125}{10}\right)^2 = 14,53 \text{ Ом};$$

$$X_{KL.max2} = 0,0033 \cdot \left(\frac{125}{10}\right)^2 = 0,515 \text{ Ом}.$$

Визначаємо значення повного максимального опору КЛ [22]:

$$Z_{KL.max} = \sqrt{(X_{суст} + X_{ПЛ} + X_{тр.max} + X_{KL.max} + X_{KL.max2})^2 + (R_{KL.max} + R_{KL.max2})^2}, \quad (3.31)$$

$$Z_{KL.max} = \sqrt{(12,1 + 8,88 + 292,65 + 7,97 + 0,515)^2 + (74,69 + 14,53)^2} = 334,243 \text{ Ом}.$$

Визначаємо значення мінімального струму трифазного КЗ як приведенного до ВН та НН, відповідно, за формулою [22]:

$$I_{K3.BH.min}^{(3)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 334,243} = 0,19 \text{ кА};$$

$$I_{K3.HH.max}^{(3)} = 0,19 \cdot \frac{125}{10} = 2,375 \text{ кА}.$$

Отримані результати значень струмів КЗ зводимо в таблицю:

Струми КЗ	ВН	НН
$I_{K3.max}^{(3)}, \text{ кА}$	0.354	3.448
$I_{K3.min}^{(3)}, \text{ кА}$	0.19	2.375
$I_{K3.max}^{(2)}, \text{ кА}$	0.306	2.98
$I_{K3.min}^{(2)}, \text{ кА}$	0.164	2.057

3.5.2 Розрахунок захистів двигуна

Вибір вставок спрацювання захистів двигуна.

Визначаємо значення струму спрацювання відсічки щодо пускового струму двигуна за формулою [22]:

$$I_{c.в} = K_{нс} \cdot K_{кр} \cdot I_{ном}, \quad (3.32)$$

де $K_{нс}$ – коефіцієнт настроювання, який крім аперіодичної складової за струмом враховує й похибку реле струму ($PT-80$), приймаємо $K_{нс} = 2$;

$K_{кр}$ – кратність пускового струму, приймаємо: $K_{кр} = 6$.

$I_{ном}$ – номінальний струм двигуна, A :

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot \cos \varphi} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,8} = 36,08 \text{ A},$$

$$I_{c.в} = 2 \cdot 6 \cdot 36,08 = 432,96 \text{ A}.$$

Розраховуємо значення струму спрацювання реле [22]:

$$I_{c.пл} = I_{c.в} \cdot \frac{K_{сх}}{K_{тр}}, \quad (3.33)$$

де $K_{тр}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора $100/5 = 20$;

$K_{сх}$ – коефіцієнт схеми в режимі трифазного КЗ, приймаємо: $K_{сх} = 1$;

$$I_{c.пл} = 432,96 \cdot \frac{1}{20} = 21,648 \text{ A}.$$

Визначаємо чутливість відсічки реле з виразу [22]:

$$K_{ч.вд} = \frac{I_{КЗ.min}^{(2)} / K_{тр}}{I_{c.пл} \cdot K_{сх}} = \frac{2057 / 20}{21,648 \cdot 1} = 4,75 > 2, \quad (3.34)$$

де $I_{КЗ.min}^{(2)}$ – значення вторинного струму КЗ двигуна на мінімальних режимах живлення. Умова виконується.

Розрахунок захисту від замикання на землю обмотки статора.

Для асинхронних двигунів з потужністю до 2 МВт захист від однофазних замикань на землю застосовується при значеннях струму $\geq 10\text{ А}$ [22].

Визначаємо значення емнісного струму КЛ [22]:

$$I_{КЗ}^{(1)} = \frac{U_{HH} \cdot L_{\Sigma КЛ}}{10} = \frac{10 \cdot 0,03}{10} = 0,03\text{ А}.$$

Так як, $I_{КЗ}^{(1)} = 0,03\text{ А} < 10\text{ А}$, захист не встановлюємо.

Розрахунок захисту від струмів перевантаження.

Значення струму перевантаження визначаємо з умови відхилення від величини номінального струму двигуна з виразу [22]:

$$I_{перв.} = \frac{K_{вод} \cdot I_{ном}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot 36,08}{0,8} = 47,355\text{ А},$$

де $K_{вод} = 1,05$ – при дії захисту на сигнал;

$$I_{вод} = \frac{1,05 \cdot 36,08}{0,8} = 47,355\text{ А},$$

де $K_{вод} = 1,1-1,2$ – при дії на відключення.

Розрахунок захисту за мінімальною напругою [22].

Захист від втрати живлення виконуємо груповим з передбаченням самозапуску в будь-яких реальних режимах роботи двигуна.

Визначаємо значення первинної напруги спрацювання:

$$U_{с.з} = \frac{U_{ном}}{K_{вод} \cdot K_B} = \frac{10}{1,2 \cdot 1,25} = 6,67\text{ кВ},$$

де $K_{вод} = 1,2$; $K_B = 1,25$.

3.6 Висновки до третього розділу

Вибране захисне обладнання на основі розрахунків КЗ повністю забезпечить надійність роботи системи електропостачання в нормальних та аварійних режимах роботи.

Вибрані елементи захисту асинхронного двигуна забезпечують надійність спрацювання при різних режимах роботи.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Розрахунок заземлення на головній понижувальній підстанції

Для підвищення технічної складової надійності роботи заводу проводимо розрахунок системи заземлення головної понижувальної підстанції.

Для електроспоживачів вище 100 В при ефективно заземленій нейтралі, заземлювачі встановлюються при допустимому опорі пристрою заземлення не більше $0,5\text{ Ом}$ [23].

Вихідні дані для проведення розрахунку приймаємо наступні:

– ГПП складається з двох силових трансформаторів $110/35/10\text{ кВ}$ з ефективно заземленою нейтраллю зі сторони 110 кВ ;

– площа підстанції становить $60 \times 70\text{ м}^2$; заземлювач виконуємо горизонтальними полосами $4 \times 40\text{ мм}^2$ та вертикальними електродами: довжина $l_B = 5\text{ м}$; діаметр $d = 16\text{ мм}$; глибина закладання полоси $t = 0,7\text{ м}$. За каталожними даними [23] проводимо вибір питомих опорів шарів ґрунту $r_1 = 230\text{ Ом} \times \text{м}$, $r_2 = 80\text{ Ом} \times \text{м}$ та товщину шару землі $h_1 = 2\text{ м}$.

Визначаємо опір штучного заземлювача R_{III} за формулою:

$$R_{III} = \frac{R_E \cdot R_3}{R_E - R_3} = \frac{1,2 \cdot 0,5}{1,2 - 0,5} = 0,857\text{ Ом}.$$

За побудованою схемою заземлювача [23] визначаємо довжину вертикальних електродів та їх кількість: $L_T = 780\text{ м}$, $n = 32\text{ штук}$. Площа заземлювача становить $S = 4200\text{ м}^2$.

Визначаємо кількість комірок на одній стороні:

$$m = \frac{L_T}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{780}{2 \cdot 65} - 1 = 5. \text{ Приймаємо } 5\text{ штук}.$$

Проводимо уточнення сумарної довжини горизонтальних електродів:

$$L_T = 2 \cdot (m + 1) \cdot \sqrt{S} = 2 \cdot (5 + 1) \cdot 65 = 780.$$

Визначаємо довжину комірки в площині заземлювача:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{65}{5} = 13 \text{ м.}$$

Відстань між вертикальними електродами буде становити:

$$a = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{n} = \frac{4 \cdot 65}{32} = 8,125 \text{ м.}$$

Визначаємо сумарну довжину вертикальних електродів:

$$L_B = n \cdot l_B = 32 \cdot 5 = 160 \text{ м.}$$

Визначаємо відносну довжину встановлених в ґрунт вертикальних електродів:

$$t_{\text{відн}} = \frac{l_B + t_B}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{65} = 0,088.$$

Відносна довжина верхньої частини вертикального електроду становить:

$$l_{\text{відн}} = \frac{h_1 - t_B}{l_B} = \frac{2 - 0,7}{5} = 0,26.$$

Визначаємо еквівалентний питомий опір ґрунту ρ_E з формули:

$$\rho_E = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \rho_3 = 80 \cdot \left(\frac{230}{80} \right)^{0,21} = 99,86,$$

де k – показник ступеня:

$$k = 0,43 \cdot (l_{\text{відн}} + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_B}) = 0,43 \cdot \left(0,26 + 0,272 \cdot \ln \frac{8,125 \cdot \sqrt{2}}{5} \right) = 0,21.$$

Визначаємо розрахунковий опір штучного заземлювача R_{III} :

$$R_{III} = A \cdot \frac{\rho_E}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_E}{L_\Gamma + L_B} = 0,37 \cdot \frac{99,86}{65} + \frac{99,86}{780 + 160} = 0,677,$$

де A – коефіцієнт, який визначаємо з формули:

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot t_{\text{відн}} = 0,444 - 0,84 \cdot 0,088 = 0,37.$$

Загальний опір заземлювача ГПП (разом із штучним заземлювачем) становить:

$$R_3 = \frac{R_{III} \cdot R_E}{R_{III} + R_E} R_3 = \frac{0,677 \cdot 1,2}{0,677 + 1,2} = 0,433 \text{ Ом.}$$

Отримане значення менше допустимого за [23].

4.2 Заходи безпеки при проведенні робіт на електроустановках до 1 кВ

При роботі на електроустановках до 1 кВ необхідно дотримувати умови щодо захисту від ураження електричним струмом, тобто, для забезпечення електробезпеки; Заходи, в загальному випадку поділяються на основні та додаткові [23].

Основний ізолюючий засіб захисту від ураження електричним струмом повинен тривалий час витримувати робочу напругу електроустановки та дозволяє працювати на струмопровідних частинах, що знаходяться під напругою.

Додатковий ізолюючий засіб захисту не може сам по собі забезпечити захист від ураження електричним струмом, але доповнює основний засіб захисту, а також призначений для захисту від напруги дотику та крокової напруги [23].

До основних ізолюючих електрозахисних засобів для електроустановок напругою до 1000 В відносяться: ізолюючі штанги всіх видів; ізолюючі кліщі; показники напруги; електровимірювальні кліщі; діелектричні рукавички; ручний ізолюючий інструмент.

До додаткових ізолюючих електрозахисних засобів для електроустановок напругою до 1000 В відносяться: діелектричні калоші; діелектричні килимки та ізолювальні підставки; ізолюючі ковпаки, покриття та накладки; сходи приставні, ізолюючі склопластикові драбини.

При використанні основних ізолюючих електрозахисних засобів достатньо застосовувати один додатковий засіб, крім окремо обумовлених випадків.

Ізолююча частина електрозахисних засобів, що містять діелектричні штанги або руків'я, повинна обмежуватися кільцем або упором з електроізоляційного матеріалу з боку руків'я (висота обмежувального кільця або упору повинна бути не менше 3 мм). При використанні електрозахисних засобів забороняється торкатися до їх робочої частини, а також до ізолюючої частини за обмежувальним кільцем або упором [23].

Ізолюючі частини електрозахисних засобів повинні бути виконані з електроізоляційних матеріалів, які не поглинають вологу, зі стійкими діелектричними та механічними властивостями. Поверхні ізолюючих частин повинні бути гладкими, без тріщин, розшарувань і подряпин.

Конструкція робочої частини ізолюючого засобу захисту (ізолюючі штанги, кліщі, показники напруги і т.п.) не повинна допускати можливість міжфазного короткого замикання або замикання фази на землю.

4.3 Заходи щодо підвищення стійкості роботи ГПП за умов надзвичайних ситуацій

Для підвищення стійкості роботи об'єктів заводу передбачається здійснення комплексу інженерно-технічних і організаційних заходів.

Стійкість роботи об'єкта полягає в здатності безперебійно виконувати задані функції за умов впливу надзвичайних ситуацій, можливість швидкого відновлення у разі заподіяних ушкоджень [24].

Стійкість роботи об'єкта залежить від багатьох чинників. Заходи підвищення стійкості ГПП формуємо як комплекс інженерно-технічних та організаційних заходів.

Організаційні заходи необхідні для змін або пристосування роботи об'єкта до умов воєнного часу.

Інженерно-технічних заходи необхідні для підвищення стійкості ГПП в процесі роботи. Такі заходи необхідно провести завчасно, за типовими проектами побудовою захисних споруд і кільцюванням енергетичних мереж.

Об'єкти заводу враховуючи їх розміри, конструктивні та технологічні особливості, вимагають різного підходу до виконання інженерно-технічних і організаційних заходів [24].

Але, необхідно провести спільні заходи для забезпечення стійкості роботи.

1. Захист робочих та службовців у разі виникнення надзвичайних ситуацій мають першочергового значення для стійкості роботи ГПП:

- своєчасне оповіщення про загрозу виникнення надзвичайної ситуації;
- безпосередня близькість до захисних споруд для укриття;
- забезпечення чергового персоналу ГПП (склад працівників) індивідуальними укриттями;
- вчасне та організоване проведення евакуації та розосередження працівників згідно розроблених графіків робочих змін.

2. Захист інженерно–технічного комплексу ГПП можливо досягти [24]:

- забезпеченням необхідної міцності всіх архітектурних елементів ГПП за рахунок підвищення стійкості найслабших;
- організацією захисту цінного устаткування ГПП, шляхом встановлення спеціальних захисних пристосувань;
- проведенням спеціальних заходів щодо захисту електронних пристроїв ГПП від проникаючої радіації та електромагнітного імпульсу ядерного вибуху;
- будівництвом підземних споруд та розміщенням пристроїв об'єкта під землею й, за можливістю, будівництво дублюючих споруд і пристроїв;
- створенням можливості подачі резервних потужностей для основних елементів ГПП.

3. Підвищення стійкості управління та зв'язку на ГПП [24]:

- створення захищеного зв'язку з можливістю задіяння дублювання за умов надзвичайних ситуацій;
- створення можливості заміни повітряних ліній зв'язку на кабельні підземні лінії;

- визначення функцій щодо виконання захисних заходів підрозділам зводу та посадових особам у надзвичайних ситуацій;

- розробка режимів і графіків виробничої роботи ГПП у надзвичайних ситуаціях, впровадження надійних, побудованих на сучасній елементній базі систем управління та зв'язку.

На ГПП Важливе значення необхідно приділити щодо недопущення виникнення вторинних чинників ураження: пожежі та вибуху [24].

Також, для підвищення стійкості електропостачання ГПП необхідно передбачити лінії резервного живлення електроенергією з дублюванням джерел отримання в укриттях та комунікаціях.

Стійкість електропостачання можливо забезпечити наступними заходами:

- заміною односторонньої схеми електропостачання на двосторонню або кільцеву;

- залучення резервних і пересувних джерел енергопостачання елементів релейного захисту та вимірювальних засобів,

- розробка захисту ГПП від землетрусу та повені, заміна повітряних комунікацій підземними кабельними лініями.

4. Підвищення стійкості матеріально-технічного постачання ГПП:

- створення розподілених запасів сировини та матеріалів;
- забезпечення дублювання транспортних розв'язок для забезпечення запасними частинами та матеріалами;

5. Створення протипожежного захисту:

- дотримання встановлених нормативів щодо розміщення ГПП та забудов, наявність широких магістралей, спорудження будинків та житлових споруд;

- застосування вогнестійких покриттів для конструкцій ГПП; будівництво віддалених від ГПП складів паливно-мастильних та інших вогнебезпечних і вибухонебезпечних матеріалів;

- організацію надійної охорони об'єкта.

6. Організація рятувальних та невідкладних аварійно–відбудовних робіт та швидкого відновлення безперебійної роботи ГПП:

- попередня розробка схем відновлення ГПП, які забезпечують якнайшвидше відкриття наскрізного руху поїздів;

- забезпечення умов для формувань МНС щодо проведення рятувальних і невідкладних робіт для швидкого відновлення роботи;

- створення запасів конструкцій, матеріалів (устаткування), необхідних для відновлення;

Проведення означених заходів дозволить підвищити стійкість роботи трансформаторних підстанцій заводу з виробництва нафтогазового обладнання за умов надзвичайних ситуацій.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі розв'язана практична задача забезпечення надійності системи електропостачання заводу виробництва нафтогазового обладнання на основі аналізу режимів електроспоживання.

1. Для застосування заходів забезпечення надійності проведений вибір цехових підстанцій на основі розрахунків силового та освітлювального обладнання підприємства.

2. На основі вибору трансформаторів ГПП побудовано принципальні схеми електропостачання на ланках ГПП та РП із забезпеченням мінімальних втрат в кабельних лініях.

3. Проведені розрахунки втрат потужності на цехових підстанціях та на ГПП дозволило забезпечити баланс реактивної потужності заводу та встановити БК на ланках $0,4\text{кВ}$ цехових підстанцій й на ланці 10кВ ГПП, що забезпечить надійність роботи електричного обладнання та зниження втрат в кабельних лініях.

4. Проведено вибір БК з перекомпенсацією загальної реактивної потужності $12,1\text{кВАр}$. Запропоновано пристрій автоматичної компенсації реактивної потужності, де, на основі запропонованої моделі, досягається зниження втрат.

5. Проведені розрахунки перерізів кабельних ліній $0,4\text{кВ}$ та 10кВ дозволило провести правильний вибір захисного устаткування.

6. Вибране захисне обладнання на основі розрахунків КЗ повністю забезпечить надійність роботи системи електропостачання в нормальних та аварійних режимах роботи.

7. Вибрані елементи захисту асинхронних двигунів забезпечить надійність спрацювання при різних режимах роботи.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Журахівський А.В. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матєєнко, О. Р. Пастух. – Київ. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Видавництво «Політехніка», 2017. – 456 с.
2. 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.
3. Денисюк С.П. Оптимизация электропотребления для энергосбережения в системах с преобразователями / С.П. Денисюк // Пробл. энергосбережения. – 1989.–Вып. 2.– С. 49 – 52.
4. Железко Ю.С. Стратегия снижения потерь и повышения качества электроэнергии в электрических сетях // Электричество. – 1992. – № 5. – С. 6 – 12.
5. Хренников А.Ю., Шлегель О.А. Диагностика повреждений и методика обработки результатов измерений силовых трансформаторов при испытаниях и в эксплуатации /Электротехника, 1997.
6. Романюк Ю.Ф., Коломойцев К.В. Підвищення економічної ефективності роботи трансформаторів знижувальних підстанцій підприємств нафтогазової галузі / Ю.Ф. Романюк, К.В. Коломойцев // Нафтогазова енергетика. Енергетика, контроль та діагностика об'єктів нафтогазового комплексу. – 2014. – № 2(22). С. – 71 –75.
7. Шалин, А. И. О расчете показателей надёжности релейной защиты [Текст] / А. И. Шалин, А. С. Трофимов // Журнал НГТУ. – 2004. – С. 88–98.
8. Бунько В. Я. Аналіз методів та засобів підвищення надійності елементів релейного захисту / В. Я. Бунько. // Вісник НТУ «ХПІ»: Енергетика, енергосберегаючі технології та обладнання № 3/1(23). – 2015. – С. 26-30.

9. Козирський, В. В. Електропостачання агропромислового комплексу [Текст]: підруч. / В. В. Козирський, В. В. Каплун, С. М. Волошин. — К.: Аграрна освіта, – 2011. – 448 с.
10. 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.
11. Тонкаль В.Е., Новосельцев А.В., Денисюк С.П., Жуйков В.Я. и др. Баланс энергий в электрических цепях. – К.: Наук. думка, 1992. – 312 с.
12. Шидловский А.К., Кузнецов В.Г. Повышение качества энергии в электрических сетях / А.К. Шидловский, В.Г. Кузнецов. – К.: Наукова думка, – 1985. – 268 с.
13. 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.
14. Праховник А. В. Концептуальні положення побудови АСКОВЕ в умовах запровадження перспективних моделей енергоринку України / А. В. Праховник, О. В. Коцар // Енергетика та електрифікація. – 2009. – № 2. – С. 45–50.
15. 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.
16. 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.
17. 1. Козинський В.А. Электрическое освещение и облучение / В.А. Козинський М.: Агропромиздат. 1991. – 342 с.

18. Оптимальная компенсация реактивной мощности в системах распределения электрической энергии: Монография / А. А. Герасименко, В. Б. Нешатаев. – М.: Проспект. – 2015. – 219 с.

19. 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.

20. 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.

21. Мусійчук Ю.Ю. Підвищення ефективності використання конденсаторних установок на Ярмолинецькому ХПП ТОВ «Хмельницькхлібо продукт» [Електронний ресурс]:// Звіт з науково-дослідної роботи. Режим доступу: <http://inmad.vntu.edu.ua/portal/static/07AFB7A9-4011-4DBB-87DE4BE2A55BB305.pdf>

22. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем. Навч. посібник / В.П. Кідиба.– Львів: Видавництво НУ «Львівська політехніка». – 2013. – 500 с.

23. 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.

24. Бедрій Я. І. Безпека життєдіяльності. Навчальний посібник. / Я. І. Бедрій. – Кондор. – 2004. – 286 с. [Електронний ресурс]: Навчальні матеріали в онлайн: ISBN978-966-351-196-2. Режим доступу: [https://pns.hneu.edu.ua > mod > resource > view.](https://pns.hneu.edu.ua/mod/resource/view)