

□

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА
ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
першого (бакалаврського) рівня освіти

на тему:

**«РЕКОНСТРУКЦІЯ ПІДСТАНЦІЇ 110/35/6 КВ
№21 «ДРОГОБИЧ» ПАТ «ЛЬВІВОБЛЕНЕРГО»»**

Виконав: студент IV курсу

групи Ен – 41 спеціальності

141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Франківа Р. І.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник: Левонюк В. Р.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Рецензент: Бабич М. І.

(прізвище та ініціали)

ДУБЛЯНИ 2023

□

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА
ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський) рівень
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)

д.т.н., професор Калахан О. С.
(вч. звання, прізвище, ініціали)

“ _____ ” _____ 202__ року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Франківу Роману Івановичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Реконструкція підстанції 110/35/6 кВ №21 «Дрогобич»
ПАТ «Львівобленерго»»

керівник роботи к.т.н., доцент Левонюк В. Р.
(наук.ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівського НУП 453/к-с від 30.12.22 р.

2. Строк подання студентом роботи 16.06.23 р.

3. Вихідні дані

технічна документація, науково-технічна і довідкова література

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

Вступ

1 Характеристика об'єкта

2 Розрахунок режимів та вибір устаткування підстанції

3 Релейний захист та автоматика ПС «Дрогобич»

4. Охорона праці та довкілля

5 Техніко-економічні розрахунки

Висновки

Перелік джерел посилання

Додатки

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

Графічний матеріал подається у вигляді презентації

6. Консультанти розділів

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
4	<i>Городецький І. М., к.т.н., доцент</i>			

7. Дата видачі завдання 30.12.22 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Виконання аналізу вихідних даних для модернізації та виконання загальної характеристики ПС № 21 110/35/10 кВ «Дрогобич»</i>	<i>30.12.2022 – 31.01.2023</i>	
2	<i>Розрахунок режимів і вибір трансформаторів та іншого устаткування ПС «Дрогобич»</i>	<i>1.02.2023 – 17.03.2023</i>	
3	<i>Розрахунок параметрів релейного захисту та автоматики ПС «Дрогобич»</i>	<i>20.03.2023 – 21.04.2023</i>	
4	<i>Виконання структурно-функціонального аналізу процесу та розробка моделі травмонебезпечних та аварійних ситуацій</i>	<i>24.05.2023 – 5.05.2023</i>	
5	<i>Вивчення питання охорони довкілля та здійснення техніко-економічної оцінки прийнятих рішень</i>	<i>8.05.2023 – 19.05.2023</i>	
6	<i>Завершення оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації</i>	<i>22.05.2023 – 2.06.2023</i>	
7	<i>Завершення роботи в цілому</i>	<i>5.06.2023 – 16.05.2023</i>	

Студент

Франків Р. І.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

Левонюк В. Р.
(підпис) (прізвище та ініціали)

УДК 621.6.46:10

Франків Р. І. «Реконструкція підстанції 110/35/6 кВ №21 «Дрогобич» ПАТ «Львівобленерго». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет природокористування, 2023 р. 46 с. текстової частини, 11 таблиць, 7 рисунків, 22 джерел.

Метою кваліфікаційної роботи є покращання якості електричної енергії та забезпечення потрібною потужністю споживачів, що живить ПС № 21 110/35/6 «Дрогобич».

Завданням кваліфікаційної роботи є модернізація ПС № 21 110/35/6 «Дрогобич», яка заключається в усуненні дефіциту потужності силових трансформаторів шляхом їх заміни, а також заміни вимикачів, роз'єднувачів, вимірювальних трансформаторів струму і напруги із впровадженням нового релейного захисту трансформаторів.

Здійснено загальну характеристику ПС «Дрогобич-21». Проведено аналіз існуючої системи електропостачання до реконструкції, описано встановлене на підстанції обладнання. Детерміновано електричні навантаження підстанції та здійснено вибір силових трансформаторів. Запропоновано та обґрунтовано нову схему підстанції. Здійснено обчислення струмів КЗ у максимальному та мінімальному режимах. Проведено вибір основного електротехнічного обладнання підстанції. Розраховано параметри релейного захисту та автоматики підстанції. Розкрито питання охорони праці та навколишнього середовища. Здійснено техніко-економічні обчислення рентабельності реконструкції підстанції.

Ключові слова: підстанція, трансформатор, лінія електропередачі, вимикач, роз'єднувач, заміна, реконструкція.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ’ЄКТА	7
1.1 Загальний аналіз об’єкта.....	7
1.2 Аналіз існуючої системи електропостачання.....	8
1.3 Обґрунтування модернізації ПС «Дрогобич».....	10
2 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ ТА ВИБІР УСТАТКУВАННЯ ПІДСТАНЦІ.....	13
2.1 Аналіз розрахункових графіків навантажень споживачів.....	13
2.2 Вибір трансформаторів ПС «Дрогобич».....	14
2.3 Вибір головної схеми ПС «Дрогобич».....	16
2.4 Обчислення струмів коротких замикань.....	18
2.5 Вибір електротехнічного устаткування.....	23
3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ПС «ДРОГОБИЧ».....	26
3.1 Розрахунок уставок захисту трансформатора.....	26
3.2 Обчислення уставок диференціального захисту трансформаторів	27
3.3 Обчислення уставок струмової відсічки захисту трансформатора	28
3.4 Розрахунок максимального струмового захисту трансформатора	29
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ДОВКІЛЛЯ.....	31
4.1 Структурно-функціональний аналіз виникнення аварійних ситуацій	31
4.2 Посадова інструкція диспетчера електричних мереж.....	32
4.3 Розрахунок режиму повітрообміну у диспетчерській.....	34
4.4 Охорона довкілля.....	36
5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ.....	38
5.1 Обчислення капітальних затрат на електрообладнання.....	38
5.2 Обчислення експлуатаційних затрат.....	38
5.3 Розрахунок ефективності інвестицій.....	40
ВИСНОВКИ.....	42
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	43
ДОДАТКИ.....	45
Додаток А Вибір електроустаткування ПС «Дрогобич-21».....	45

ВСТУП

Електричні підстанції (ПС) призначені для живлення електричною енергією окремих споживачів, великих районів, для організації електричного зв'язку частин енергосистем або й взагалі різних енергетичних систем. Шини вищої напруги (ВН) ПС можуть виступати вузловими точками енергетичної системи, забезпечуючи об'єднання декількох електростанцій на паралельну роботу. У такому випадку через шини відбувається перетікання потужності із однієї частини енергетичної системи до іншої – транзит потужності. Під час вибору схем цих електричних установок першочергово враховують потребу збереження транзиту потужності. ПС можуть бути прохідними, тупиковими, відпайковими, схеми цих ПС будуть відрізнятися навіть за однакової кількості трансформаторів однакової потужності [1].

Основною метою реконструкцій електричних станцій, мереж, підстанцій та енергосистем є: покращання виробництва, передачі та розподілу електричної енергії; покращання надійності роботи електротехнічних установок та енергетичних систем в цілому; покращання якості електричної енергії; зменшення щорічних затрат та збитків при експлуатації електротехнічних установок енергетичних систем. ПС «Дрогобич» 110/35/6 кВ належить ПАТ «Львівобленерго», вона має високий рівень споживання електроенергії. Зараз, через малу пропускну здатність підстанції, неможливо збільшити затребувану споживану потужність, тому її необхідно збільшити. У кваліфікаційній роботі буде представлено обґрунтування збільшення потужності підстанції, покращання стійкості роботи електричних навантажень у ремонтних та післяаварійних режимах шляхом реконструкції та переведення ПС «Дрогобич» 110/35/6 кВ на напругу 220 кВ. Також буде здійснено вибір пуско-регулюючих пристроїв, викивачів, пристроїв компенсації реактивної потужності (КРП) та розглянуто питання захисту та автоматизації електричного обладнання підстанції.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА

1.1 Загальний аналіз об'єкта

ПС 110/35/6 кВ №21 «Дрогобич» належить ПАТ «Львівобленерго» адміністративно розташована у Львівській області Дрогобицького району. Підстанція розташована на території міста Дрогобич і використовується для живлення споживачів як цивільного населення так і промисловості міста.

ПС «Дрогобич» розташована у західно-південній частині Львівської області на межі Карпатського передгір'я та Наддністрянської рівнини. Підстанція розташована у східноєвропейському часовому поясі між 23 і 24 меридіанами. Клімат у цій місцевості є помірно континентальним із теплим літом та м'якою зимою. Середня температура становить +18 °С в червні та –4 °С в січні. Найтеплішими місяцями є липень та серпень із середньою температурою +22 °С, а найхолоднішим місяцем є січень. Річні значення опадів знаходяться у межах 600 – 800 мм. Основна частина опадів припадає на теплий період. Місце розташування підстанції належить до вологої теплої акрокліматичної зони на що суттєво впливає розташування підстанції у передгір'ї Карпат. Тут характерна відносно висока вологість повітря, влітку – 85 %, взимку – 70 – 80 % та знижений атмосферний тиск 725 – 745 мм ртутного стовпчика). Населення міста Дрогобич становить 75 тис. осіб, які проживають на території площею 44,5 км² [2].

За типом графіків електричних навантажень електричні приймачі підстанції «Дрогобич» поділяються на групи за подібністю режимів роботи:

- споживачі, які працюють в режимах незмінного навантаження. В цих режимах електричні машини та апарати можуть працювати протягом тривалого часу без підвищення температури окремих частин обладнання вище за допустиму;

- споживачі, які працюють в режимах короткочасного навантаження. В цих режимах робочий період електричних машин та апаратів не настільки

тривалі, щоб температура конструктивних частин могла досягти встановлених значень;

- споживачі, які працюють в режимах повторно-короткочасного навантаження.

Споживачі ПС «Дрогобич» відносяться до груп електроприймачів, які працюють в режимах мало змінного або тривало незмінного навантаження.

1.2 Аналіз існуючої системи електропостачання

Живлення ПС 110/35/6 кВ №21 «Дрогобич» забезпечується двома лініями електропередач ПС «Борислав – ПС «Дрогобич-21» та ПС «Добрівляни» – ПС «Дрогобич-21». Окрім ЛЕП 110 кВ до підстанції підходять чотири ЛЕП 35 кВ: ПС «Дрогобич-21» – ПС «Дрогобич-19 к.Б», ПС «Дрогобич-21» – ПС «Дрогобич ТЕЦ», ПС «Дрогобич-21» – ПС «Борислав-24» та ПС «Дрогобич-21» – ПС «Дрогобич-69».

Основними комутаційними апаратами ПС «Дрогобич» є роз'єднувачі, масляні вимикачі, запобіжники та автоматичні вимикачі. Основне обладнання ПС «Дрогобич» випуску сімдесятих років.

Існуюча схема ПС «Дрогобич-21» представлена на рис. 1.1. На підстанції встановлено два трансформатори – ТДТН-25000-110/35/6-76У1. Зі сторони 110 кВ трансформатори отримують живлення через систему шин від ПС «Борислав – ПС «Дрогобич-21» та ПС «Добрівляни» – ПС «Дрогобич-21». Живлення секції шин 35 та 6 кВ забезпечується від трансформатора ТДТН-25000-110/35/6-76У1.

Регулювання напруги на шинах ПС забезпечується пристроями регулювання напруги під навантаженням (РПН) трансформаторів Т1, Т2 з можливістю дистанційного регулювання.

В контури ліній інстальовано апарати, які потрібні для експлуатаційних комутацій ЛЕП, для їх відмикань за перевантажень та коротких замикань, а також для від'єднання апаратів ЛЕП від шин ПС, або від мережі під час їх ремонту.

*Схему видалено керівником кваліфікаційної роботи з ціллю енергетичної
безпеки України*

Силові вимикачі розраховано на відмикання номінальних робочих струмів та струмів КЗ. Зі сторони 6 кВ встановлено вимикачі ВМП-10-630.

Зі сторони відкритих розподільчих пристроїв (ВРП) 110 кВ інстальовано роз'єднувачі РНДЗ-2-110-1000У1 та РНДЗ-16-110-1000У1, а зі сторони ВРП 35 кВ на лініях Т1 та Т2 інстальовано роз'єднувачі РНДЗ-2-35/1000.

Під час перехідних електромагнітних процесів, які пов'язані із різкою зміною параметрів режиму роботи електричних мереж або із зовнішніми впливами виникають перенапруги, для захисту від яких зі сторони 110 кВ передбачені розрядники РВС – 110. Для захисту ізоляції нейтралей трансформаторів застосовуються РВС – 110, а зі сторони 35 кВ – РВС-35. Для вимірювання напруг та струмів в електричних установках ПС «Дрогобич» застосовують трансформатори струму (ТС) та трансформатори напруги (ТН).

В існуючій схемі ПС «Дрогобич» застосовуються трансформатори струму ТВ-35, ТФН-35, ТОЛ-35 та трансформатори напруги ЗНОМ-35 [3].

Схема ЗРП-6 кВ складається з двох секцій шин. Із ціллю обмеження струмів КЗ використовується роздільна робота секцій. Також, в схемі передбачено секційний вимикач з пристроєм автоматичного ввімкнення резерву (АВР).

1.3 Обґрунтування модернізації ПС «Дрогобич»

Під час модернізації схем електричних мереж має забезпечуватися економічність їх функціонування із врахуванням раціоналізованого поєднання діючих елементів мережі із тими, що споруджуються. Модернізована схема мережі повинна бути гнучкою та забезпечувати зберігання прийнятих рішень її розвитку при невеликих відхиленнях: балансів потужності від планованих та рівнів електричних навантажень; трас прокладання ЛЕП і майданчиків ПС від намічених; строків введення в роботу енергооб'єктів. Слід передбачити можливість перетворення мережі на усіх етапах реконструкції із мінімальними витратами. При проектуванні розширення електричної мережі потрібно

забезпечити зниження втрат електричної енергії до економічно обґрунтованого рівня.

Схеми електричних мереж мають допускати змогу ефективного використання сучасних пристроїв режимної та протиаварійної автоматики і релейного захисту (РЗ).

Ключовими вимогами при виборі потужності та кількості трансформаторів є: забезпечення високого рівня надійності електропостачання споживачів та мінімуму затрат на трансформатори із врахуванням динаміки зростання електричних навантажень.

Силові трансформатори вибирають, також, із врахуванням економічно-доцільного режиму роботи та забезпечення резерву живлення для споживачів під час відмикання одного із трансформаторів. Окрім цього, навантаження трансформаторів не має викликати скорочення природного терміну їх служби.

Насамперед приводом для реконструкції ПС «Дрогобич» є потенційна можливість переведення ЛЕП 110 кВ на напругу 220 кВ, адже ці лінії будувалися в габаритах 220 кВ з перспективою переведення їх на вищий клас напруги. Навантаження міста Дрогобич сьогодні суттєво зросло, а існуючі лінії 110 кВ мають обмежену пропускну здатність, що унеможливорює подальше збільшення навантаження у цьому районі.

Виведення в ремонт будь-якої ПЛ 110 кВ, відмикання БСК 110 кВ та УШР 110 кВ є не можливим без обмеження споживачів міста електричною енергією. Наявна схема електрозабезпечення не дає змоги під'єднувати споживачів до транзиту 110 кВ, а збільшення потужності БСК 110 кВ не дають змоги додаткового під'єднання навантаження, оскільки за реактивною потужністю цей район є і так надлишковим.

За час експлуатації з 1982 року (40 років) практично все електротехнічне обладнання виробило свій ресурс, що є ще однією причиною реконструкції діючої ПС «Дрогобич-21» [3].

У випадку виходу із ладу маломасляних вимикачів ВМП-10 на ЗРП-10, пристроїв релейного захисту та іншого обладнання, його ремонт та встанов-

лення комплектуючих буде не можливим оскільки це обладнання знято з виробництва. Обладнання підстанції вже відслужило свій термін служби та є морально і фізично застарілим. Це може призвести до відмов обладнання, пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики, пошкодження кабелів та, як наслідок, відмови чи зайвого спрацювання захистів приєднання із подальшим припиненням подачі електричної енергії споживачам, що є ще однією причиною реконструкції діючої підстанції.

За відмови від реконструкції підстанції:

- можливі тривалі перерви в електропостачанні споживачів через відмову обладнання підстанції, результатом чого може бути зниження відпускання електричної енергії;
- можливе притягнення керівників підприємств до відповідальності за порушення договірних зобов'язань відносно абонентів;
- неможливе задоволення запитів підприємств із високим рівнем споживання електричної.

Внаслідок проведення реконструкції:

- буде забезпечене надійне електропостачання споживачів (технічним завданням на реконструкцію визначено потребу переведення підстанції ПС «Дрогобич-21» на напругу 220 кВ, що забезпечить технічну можливість збільшення відпуску електричної енергії).
- буде створено імідж ПАТ «Львівобленерго» як надійного партнера у відносинах із великими підприємствами та обласною адміністрацією, що дасть змогу успішно вести і розвивати бізнес в області.

Враховуючи вищенаведене обґрунтування, бачимо, що тема кваліфікаційної роботи «Реконструкція підстанції 110/35/6 кВ №21 "Дрогобич" ПАТ «Львівобленерго»» є актуальною.

2 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ ТА ВИБІР УСТАТКУВАННЯ ПІДСТАНЦІЇ

2.1 Аналіз розрахункових графіків навантажень споживачів

Початковим етапом проектування систем електропостачання є детермінування електричних навантажень. За величиною електричних навантажень вибирають або перевіряють електричне обладнання систем електропостачання, детермінують втрати потужності та електричної енергії. Від правильного оцінювання очікуваних навантажень залежать капітальні затрати на електропостачання. У випадку надмірного збільшення розрахункових електричних навантажень збільшуються і капітальні витрати, що призводить до неправильного використання дефіцитного обладнання та провідникових матеріалів. Експлуатаційні затрати та надійність роботи електричного обладнання також залежать від правильного вибору навантажень. Якщо у розрахунках будуть занижені електричні навантаження, то величина втрат електричної енергії у системі зростає, що урешті-решт призводить до прискореного зношування обладнання і збільшення експлуатаційних затрат [4].

Графік видалено керівником кваліфікаційної роботи з ціллю енергетичної безпеки України

Рисунок 2.1 – Добовий графік навантажень трансформаторів у зимовий період

Електричні навантаження споживачів детермінують вибір усіх елементів системи електропостачання: трансформаторних підстанцій, ліній елект-

ропередач, живильних і розподільчих мереж. Тому, правильне детермінування електричних навантажень є вирішальним чинником під час реконструкції та експлуатації електричних мереж.

На рисунку 2.1 представлено добовий графік навантажень трансформаторів в зимовий період [3].

Бачимо, що протягом доби одну годину трансформатор ТДТН-25000/110-76 У1 працює із перевантаженням. Користуючись даними добових замірів визначаємо потужність, яка споживається з підстанції, вона становить 39 МВА.

При реконструкції ВРП 110 кВ зміниться схема передачі потужності. Відповідно, потужність споживання з ПС «Дрогобич» збільшиться до 62 МВА.

2.2 Вибір трансформаторів ПС «Дрогобич»

Раціональний вибір потужності силових трансформаторів є одним із головних завдань при оптимізації систем електропостачання. Вибір силових трансформаторів слід здійснювати із врахуванням економічно доцільного режиму їхньої роботи та відповідного забезпечення резервування живлення споживачів у випадку відмикання одного із трансформаторів. Потужність силових трансформаторів у нормальних умовах має забезпечувати живлення всіх приймачів електричної енергії.

Для правильного вибору номінальної потужності трансформаторів необхідно мати добовий графік навантажень, який відображає максимальне та середньодобове активне навантаження цієї підстанції, а також тривалість максимуму навантаження. У нашому випадку ми використаємо добовий графік навантаження представлений на рис. 2.1. Максимальне навантаження при цьому становить $S_{\max} = 39,8$ МВА.

ПС «Дрогобич» має споживачів першої категорії. Згідно з ПУЕ споживачі першої категорії мають забезпечуватися електроенергією від двох незалежних взаємнорезервованих джерел живлення. З цього випливає, що на підстанції, що реконструюється, необхідно встановити два трансформатори, потужністю дос-

татньою для прийняття всього навантаження першої категорії одним трансформатором в аварійному режимі.

Перевантаження трансформаторів допускається понад номінальний струм на 40 % загальною тривалістю не більше 6 годин на добу, протягом 15 діб поспіль, за умови, що коефіцієнт завантаження в нормальному режимі не перевищував 93 %.

Вибір номінальної потужності трансформаторів здійснюємо за максимальною розрахунковою потужністю:

$$S_{\max} = 62 \text{ МВА.}$$

Виходячи із величини повного навантаження $S_{\max} = 62 \text{ МВА}$ враховуючи зростання потужностей споживачів приймаємо до розгляду трансформатори потужністю АТДТН-63000/220/110/35. Мінімальну кількість трансформаторів визначаємо за формулою [5]:

$$N_T = \frac{S_{\max}}{K_3 \cdot S_{HT}} = \frac{62000}{0,7 \cdot 63000} = 1,4 \text{ шт.}$$

де S_{\max} – розрахункове повне навантаження підстанції; K_3 – коефіцієнт завантаження трансформаторів; $S_{ном.т}$ – номінальна потужність трансформатора.

З урахування категорії надійності об'єктів електропостачання приймаємо 2 трансформатори.

Розрахуємо фактичний коефіцієнт завантаження у нормальному та післяаварійному режимах:

$$K_{з.р.} = \frac{S_{\max}}{N_T \cdot S_{HT}} = \frac{62000}{2 \cdot 63000} = 0,4; \quad K_{з.пос} = \frac{S_{\max}}{(N_T - 1) \cdot S_{HT}} = \frac{39900}{(2 - 1) \cdot 40000} = 0,9.$$

Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі становить 0,4, а нормовані значення знаходяться в межах $k_3 = (0,5 - 0,75)$; у післяаварійному режимі 0,9, а нормоване значення має бути $k_3 = (1,4...1,5)$. Бачимо, що коефіцієнти завантаження відповідають встановленим нормам.

Трансформатор АТДТН-63000/220/110/35 повністю підходить для встановлення. Параметри трансформатора представлено у таблиці 2.1 [6].

Таблиця 2.1– Паспортні дані трансформатора АТДТН-63000/220/110/35

$S_{\text{НОМ}}$, МВА	Границі регу-	Каталожні дані									Розрахункові дані						
		$U_{\text{НОМ}}$, кВ			$u_{\text{КЗ}}$, %			$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %	$R_{\text{т}}$, Ом ВН	$R_{\text{т}}$, Ом СН	$R_{\text{т}}$, Ом НН	$\Delta Q_{\text{х}}$, кВт	$X_{\text{т}}$, Ом		
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н								ВН	СН	НН
63	±1	23	12	38,	11	35,	21,	23	45	0,5	3,6	3,6	3,6	44	16	0	12

2.3 Вибір головної схеми ПС «Дрогобич»

Безперервне постачання енергією може бути забезпечене лише за правильно обраної схеми підстанції. Основними вимогами до схем є: надійність, зручність проведення ремонтних робіт, оперативна гнучкість та економічність.

Схема підстанції має мати достатню гнучкість, тобто, дозволяти відмикати апарати або частини установок для ремонту, ревізій, забезпечуючи при цьому нормальну роботу споживачів та не знижуючи загальну надійність підстанції. З точки зору зручності експлуатації, виведення в ремонт має проводитися за мінімальної кількості операцій комутаційної апаратури.

Гнучкість схеми, також, виражається у можливості поділу установки на частини, що практикується для зниження струмів КЗ. Схема, також, має передбачати можливість розширення установки.

Економічність схеми детермінується кількістю комірок високовольтного обладнання у розподільчих пристроях. Зазвичай беруться до уваги комірки вимикачів.

Схему ВРП ПС «Дрогобич» виконаємо спроектуємо з двома робочими системами шин із обхідним вимикачем та шиноз'єднувальним роз'єднувачем. Спроектвана схема представлена на рис. 2.2. Обхідна система шин призначена для можливості ревізій та ремонтів вимикачів без перерви в електропостачанні споживачів. До переваг цієї схеми можна зарахувати: малу кількість вимикачів (один на одне приєднання); високу надійність схеми; малий час перерви електропостачання під час аварій на одній із систем шин.

*Схему видалено керівником кваліфікаційної роботи з ціллю енергетичної безпеки
України*

Рисунок 2.2 – Спроектована схема ПС «Дрогобич-21»

Для РП ПС «Дрогобич-21» 110 та 35 кВ застосовуємо схему із двома секціями збірних шин та секційним вимикачем. У низьковольтних РП сек-

ційний вимикач залишається відімкненим і пов'язані між собою секції шин працюють незалежно одна від одної. Якщо живлення однієї із секцій зникає, то спрацьовує пристрій АВР який відмикає вхідний вимикач секції та увімкне секційний вимикач. Після чого, споживачі секції із вимкненим живленням отримуватимуть електричну енергію від живлення суміжної секції через секційний вимикач.

2.4 Обчислення струмів коротких замикань

Основною причиною порушення нормального режиму роботи системи електропостачання є виникнення КЗ у мережі або елементах електрообладнання через неправильних дії обслуговуючого персоналу або пошкодження ізоляції. Для захисту обладнання від струмів КЗ та швидкого відновлення нормального режиму роботи системи електропостачання необхідно правильно детермінувати струми КЗ та на основі цих розрахунків вибрати електричне обладнання та захисну апаратуру.

*Схему видалено керівником кваліфікаційної роботи з ціллю енергетичної безпеки
України*

Рисунок 2.3 – Принципова та заступна схема для обчислення струмів

Виходячи зі сказаного вище здійснимо обчислення струмів КЗ на шинах 220, 110 та 35 кВ і на фідерах, які відходять. Вибір виду КЗ при розраху-

нках РЗ детермінується її функціональним призначенням і може бути три-, дво-, однофазним та двофазним КЗ на землю. Для детермінування електродинамічної стійкості апаратів та шин за розрахункове приймають трифазне КЗ; для детермінування термічної стійкості апаратів і провідників – трифазне або двофазне КЗ залежно від струму. Перевірку відмикальної та вмикальної здатності апаратів проводять за трифазним або однофазним струмом КЗ на землю. В нашому випадку необхідною та достатньою умовою є обчислення струмів КЗ у трьох точках (рис. 2.3).

Вихідні дані для розрахунків: трансформатори Т1, Т2 – ТДТН-63000/220: $S_{ном} = 63$ МВ·А, дві одноконтурні ЛЕП виконані проводом АС-240/32: $x_0 = 0,435$ Ом/км, $l = 177$ км. Визначення параметрів схеми заміщення будемо здійснювати у відносних одиницях при наближеному приведенні. Здійснимо розрахунок струмів КЗ для максимального режиму. Струми для максимального режиму взято із документації по контрольним вимірюванням ПС «Дрогобич-21»: на шинах ПС «Дрогобич-21» 110 кВ – $I_{max} = 137$ А, на шинах ПС «Дрогобич-21» 35 кВ – $I_{max} = 67$ А.

За базову приймаємо потужність $S_B = 1000$ МВА, а за базову напругу приймаємо середню номінальну напругу $U_B = 230$ кВ

Обчислюємо опір системи [7]:

$$X_{сб} = \frac{S_{\sigma}}{S_{кз}} = \frac{1000}{2500} = 0,4 \text{ в.о.}, \quad (2.1)$$

де $S_{кз}$ – потужність короткого замикання на шинах системи.

Опір живильної лінії:

$$X_{лб}^{max} = \frac{X_0 \cdot l \cdot S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2 \cdot (n-1)} = \frac{0,435 \cdot 177 \cdot 1000}{230^2 \cdot (2-1)} = 1,4 \text{ в.о.} \quad (2.2)$$

x_0 – питомий реактивний опір проводів лінії.

У після аварійному режимі:

$$X_{лб}^{мин} = \frac{X_{л}^{max}}{2} = \frac{1,4}{2} = 0,727 \text{ в.о.} \quad (2.3)$$

Опір трансформаторів:

$$X_{T\sigma}^e = \frac{U_{\kappa} \cdot S_{\sigma}}{S_{\text{ном}} \cdot 100} = \frac{11 \cdot 1000}{100 \cdot 63} = 3,571 \text{ в.о.} \quad (2.4)$$

де U_{κ} – напруга КЗ обмоток трансформатора; $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора.

Розраховуємо напругу короткого замикання обмоток трансформатора:

$$U_{\kappa\sigma} = 0,5(U_{B-C} + U_{B-H} - U_{C-H}) = 0,5 \cdot (11 + 35,7 - 21,7) = 13,3 \%, \quad (2.5)$$

де U_{B-C} ; U_{B-H} ; U_{C-H} – напруги КЗ відповідних обмоток.

$$U_{\kappa\sigma} = 0,5(U_{B-C} + U_{C-H} - U_{B-H}) = 0,5(11 + 21,9 - 35,9) = -2,3\% \rightarrow 0\%; \quad (2.6)$$

$$U_{\kappa\eta} = 0,5(U_{B-H} + U_{C-H} - U_{B-C}) = 0,5 \cdot (35,7 + 21,9 - 11) = 24,2\%. \quad (2.7)$$

$$X_{m\sigma}^c = \frac{U_{\kappa}^c \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{0 \cdot 1000}{100 \cdot 63} = 0 \text{ в.о.} \quad (2.8)$$

$$X_{m\sigma}^n = \frac{U_{\kappa\eta} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{24,2 \cdot 1000}{100 \cdot 63} = 3,841 \text{ в.о.} \quad (2.9)$$

Детермінуємо результативний опір у точці КЗ К1:

$$X_{\text{рез}\sigma}^{\max} = X_{\sigma\sigma} + X_{\text{л}\sigma}^{\max} = 0,4 + 1,4 = 1,855 \text{ в.о.}, \quad X_{\text{рез}\sigma}^{\min} = X_{\sigma\sigma} + X_{\text{л}\sigma}^{\min} = 0,4 + 0,7 = 1,127 \text{ в.о.}$$

Детермінуємо результативний опір у точці КЗ К2:

$$X_{\text{рез}\sigma}^{\max} = X_{\sigma\sigma} + X_{\text{л}\sigma}^{\max} + X_{m\sigma}^{\sigma} + X_{m\sigma}^c = 0,4 + 1,4 + 3,571 + 0 = 5,061 \text{ в.о.};$$

$$X_{\text{рез}\sigma}^{\min} = X_{\sigma\sigma} + X_{\text{л}\sigma}^{\min} + \frac{X_{m\sigma}^{\sigma} + X_{m\sigma}^c}{2} = 0,4 + 0,72 + (3,57 + 0) / 2 = 2,948 \text{ в.о.}$$

Детермінуємо результативний опір у точці КЗ К3:

$$X_{\text{рез}\sigma}^{\max} = X_{\sigma\sigma} + X_{\text{л}\sigma}^{\max} + X_{m\sigma}^{\sigma} + X_{m\sigma}^c = 0,4 + 1,4 + 3,57 + 3,841 = 9,268 \text{ в.о.}$$

$$X_{\text{рез}\sigma}^{\min} = X_{\sigma\sigma} + X_{\text{л}\sigma}^{\min} + X_{m\sigma}^{\sigma} + X_{m\sigma}^c = 0,4 + 0,727 + 3,57 + 3,841 = 8,540 \text{ в.о.}$$

Розраховуємо значення базисних струмів [8]:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3}U_{\sigma}} = \frac{1000}{397,9} = 2,51 \text{ кА}, \quad I_{\sigma 1} = 2,51 \text{ кА}, \quad I_{\sigma 2} = 4,7 \text{ кА}, \quad I_{\sigma 3} = 15,01 \text{ кА.}$$

Обчислюємо струм трифазного короткого замикання для всіх розрахункових точок КЗ у початковий момент часу:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_c \cdot I_{\bar{b}}}{X_{рез.\bar{b}}}, \quad I_{пок1}^{(3)\max} = \frac{1 \cdot 2,51}{1,127} = 2,228 \text{ кА}, \quad I_{пок1}^{(3)\min} = \frac{1 \cdot 2,51}{1,855} = 1,354 \text{ кА}, \quad (2.10)$$

де E_C – ЕРС системи.

$$I_{пок2}^{(3)\max} = \frac{E_c \cdot I_{\bar{b}}}{X_{рез.\bar{b}2}}, \quad I_{пок2}^{(3)\max} = \frac{1 \cdot 4,77}{2,948} = 1,620 \text{ кА}, \quad I_{пок2}^{(3)\min} = \frac{1 \cdot 4,77}{5,061} = 0,943 \text{ кА}. \quad (2.11)$$

$$I_{пок3}^{(3)\max} = \frac{E_c \cdot I_{\bar{b}}}{X_{рез.\bar{b}3}}, \quad I_{пок3}^{(3)\max} = \frac{1 \cdot 15,01}{8,540} = 1,757 \text{ кА}, \quad I_{пок2}^{(3)\min} = \frac{1 \cdot 87,5}{9,268} = 1,619 \text{ кА}. \quad (2.12)$$

Здійснимо розрахунок результативних активних опорів. Опір системи:

$$R_{c\bar{b}} = 0 \text{ в.о.}$$

Опір лінії:

$$X_{л\bar{b}} = \frac{r_0 \cdot l \cdot S_{\bar{b}}}{U_{\bar{b}}^2} = \frac{0,09747 \cdot 177 \cdot 1000}{230^2} = 0,326 \text{ в.о.}, \quad (2.13)$$

де r_0 – питомий активний опір лінії, l – довжина лінії.

Розраховуємо загальний активний опір трансформатора:

$$r_{m\bar{b}}^e = \frac{r_{m\bar{b}}}{2} = \frac{0,326}{2} = 0,163 \text{ в.о.}, \quad r_{m\bar{b}}^c = 0,163 \text{ в.о.}, \quad r_{m\bar{b}}^H = 0,163 \text{ в.о.} \quad (2.14)$$

Обчислюємо результативні опори К1:

$$r_{рез\bar{b}}^{\max} = r_{c\bar{b}} + r_{л\bar{b}}^{\max} = 0 + 0,326 = 0,326 \text{ в.о.}, \quad r_{рез\bar{b}}^{\min} = r_{c\bar{b}} + r_{л\bar{b}}^{\min} = 0 + \frac{0,326}{2} = 0,163 \text{ в.о.}$$

Обчислюємо результативні опори К2:

$$r_{рез\bar{b}}^{\max} = r_{c\bar{b}} + r_{л\bar{b}}^{\max} + \left(\frac{r_{m\bar{b}}^e + r_{m\bar{b}}^c}{2} \right) = 0 + 0,326 + \frac{0,163 + 0,163}{2} = 0,489 \text{ в.о.}$$

$$r_{рез\bar{b}}^{\min} = r_{c\bar{b}} + r_{л\bar{b}}^{\min} + \left(\frac{r_{m\bar{b}}^e + r_{m\bar{b}}^c}{2} \right) = 0 + 0,163 + \frac{0,163 + 0,163}{2} = 0,326 \text{ в.о.}$$

Обчислюємо результативні опори К3:

$$r_{рез\bar{b}}^{\max} = r_{c\bar{b}} + r_{л\bar{b}}^{\max} + r_{m\bar{b}}^e + r_{m\bar{b}}^H = 0,326 + 0,163 + 0,163 = 0,652 \text{ в.о.}$$

$$r_{рез\bar{b}}^{\min} = r_{c\bar{b}} + r_{л\bar{b}}^{\min} + r_{m\bar{b}}^e + r_{m\bar{b}}^H = 0,163 + 0,163 + 0,163 = 0,489 \text{ в.о.}$$

Обчислюємо еквівалентні постійні часу для кожної точки К3 ($\omega = 2\pi f$):

$$T_a = \frac{X_{резб}}{(\omega \cdot r_{резб})}. \quad (2.15)$$

$$T_{авн}^{\max} = \frac{1,855}{3,14 \cdot 0,326} = 1,811 \text{ с}, \quad T_{авн}^{\min} = \frac{1,127}{3,14 \cdot 0,163} = 2,202 \text{ с};$$

$$T_{асн}^{\max} = \frac{5,061}{3,14 \cdot 0,489} = 9,076 \text{ с}, \quad T_{асн}^{\min} = \frac{2,948}{3,14 \cdot 0,326} = 2,879 \text{ с};$$

$$T_{анн}^{\max} = \frac{9,268}{3,14 \cdot 0,652} = 4,525 \text{ с}, \quad T_{анн}^{\min} = \frac{8,540}{3,14 \cdot 0,489} = 5,559 \text{ с}.$$

Розраховуємо ударні коефіцієнти [9]:

$$K_{уд} = 1 + e^{-\frac{0.01}{T_a}}. \quad (2.16)$$

$$K_{удвн}^{\max} = 1 + e^{-\frac{0.01}{1,811}} = 1,9, \quad K_{удвн}^{\min} = 1 + e^{-\frac{0.01}{2,202}} = 1,9;$$

$$K_{удсн}^{\max} = 1 + e^{-\frac{0.01}{13,413}} = 1,9, \quad K_{удсн}^{\min} = 1 + e^{-\frac{0.01}{3,881}} = 1,9;$$

$$K_{уднн}^{\max} = 1 + e^{-\frac{0.01}{4,474}} = 1,9, \quad K_{уднн}^{\min} = 1 + e^{-\frac{0.01}{5,494}} = 1,9.$$

Обчислюємо ударні струми:

$$i_{уд}^{\max} = \sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)\max} \cdot K_{уд}^{\max}, \quad (2.17)$$

$$i_{удвн}^{\max} = \sqrt{2} \cdot 2,228 \cdot 1,9 = 5,927 \text{ кА}, \quad i_{удсн}^{\max} = \sqrt{2} \cdot 1,620 \cdot 1,9 = 4,309 \text{ кА},$$

$$i_{уднн}^{\max} = \sqrt{2} \cdot 1,75 \cdot 1,9 = 4,67 \text{ кА}.$$

Основні результати обчислень представлено у таблиці 2.2

Таблиця 2.2 – Результати обчислень струмів КЗ

Параметр	Максимальний режим		
	$I_{КЗ}$	2,228 кА	1,62 кА
$i_{уд}$	5,958 кА	4,31 кА	4,68 кА
	Мінімальний режим		
$I_{КЗ}$	1,36 кА	0,95 кА	1,62 кА

Далі, на основі здійснених розрахунків можна здійснювати вибір основного електротехнічного устаткування підстанції.

2.5 Вибір електротехнічного устаткування

Вибір основного електрообладнання та струмоведучих частин.

Струмовідні частини зі сторони напруги 220 кВ виконаємо гнучкими проводами АС-240/32. Площі перерізу перевіряємо за економічною густиною струму при $J_e = 1,1 \text{ А/мм}^2$, $T_{\max} = 3000 - 5000$ год для неізолюваних проводів та шин із алюмінію.

Розраховуємо струм нормального режиму:

$$I_n = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{49900}{\sqrt{3} \cdot 220} = 131 \text{ А.} \quad (2.18)$$

Розраховуємо величину перерізу:

$$q_e = \frac{I_n}{J_e} = \frac{131}{1,1} = 119 \text{ мм}^2. \quad (2.19)$$

Бачимо, що вибраний провід марки АС-240/32 ($I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$) підходить за економічною густиною струму.

Перевірку на термічну дію струмів КЗ не здійснюємо, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

Вибір вимикачів. Приймаємо для ВРП 220 кВ вимикачі фірми Сіменс ЗАР1FG-245. Це триполюсний автокомпресійний вимикач для зовнішнього встановлення. Опорні ізолятори заповнені елегазом, який призначений для ізоляції та для гасіння дуги. Основні параметри вибору вимикача представлені у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Вибір вимикачів на стороні 220 кВ

Розрахункові дані	Табличні дані	Умови вибору
$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{макс л}} = 196 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{макс св}} = 173,5 \text{ А}$		
$I_{\text{макс т}} = 109 \text{ А}$		
$i_{\text{уд}} = 27,7 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 135 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$

$i_{a\tau} = 3,7 \text{ кА}$	$i_{\text{аном}} = 31,1 \text{ кА}$	$i_{\text{аном}} \geq i_{a\tau}$
$I_{\text{по}}^{(3)} = 10,37 \text{ кА}$	$I_{\text{ном відм}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{ном відм}} \geq I_{\text{по}}^{(3)}$
$B_K = 7,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{Кном}} = 17,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{Кном}} \geq B_K$

Для ВРП 110 кВ приймаємо для встановлення вимикачі фірми Сіменс ЗАР1FG-110, а для ВРП 35 кВ – ЗАР1FG-35. Параметри вибору вимикачів для ВРП 110 кВ та 35 кВ представлено у Додатку А.

Вибір роз'єднувачів. Для встановлення приймаємо роз'єднувачі типу DBF4-220, DBF-110 та DBF-35 [10].

Таблиця 2.4 – Вибір роз'єднувачів 220 кВ

Розрахункові дані	Табличні дані
$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{макл}} = 169 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 5,96 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 108 \text{ кА}$
$B_K = 15,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{Кном}} = 48 \text{ кА}^2\text{с}$

Вибір роз'єднувачів для ВРП 110 кВ та 35 кВ представлено у Додатку А.

Вибір вимірювальних трансформаторів. Для ВРП 220 кВ приймаємо трансформатори струму фірми Сіменс типу SASSF6-220 [10]. Результати вибору представлено у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Вибір трансформаторів струму 220 кВ

Умови перевірки	Розрахункові дані	Паспортні дані
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	220 кВ	220 кВ
$I_{\text{мак}} \leq I_{\text{ном}}$	196 А	600 А
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	5,98 кА	25 кА
$B_{\text{Кном}} \geq B_K$	7,51 кА ² с	1875 кА ² с
$Z_2 < Z_{2\text{ном}}$	0,94 Ом	1,2 Ом

Бачимо, що вибраний ТС відповідає вимогам динамічної та термічної стійкості. Аналогічно здійснюємо вибір ТС для класів напруг 110 та 35 кВ, вибираємо SASSF6-110 та SASSF6-35-50-5000. Результати представлено у Додатку А.

Для вимірювання напруг вибираємо трансформатори напруги SVSSF6-220 для ВРП 220 кВ, SVSSF6-110 для ВРП 110 кВ та SVSSF6-35 для ВРП 35

кВ. У таблиці 2.6 представлено результати вибору трансформатора напруги для ВРП 220 кВ.

Таблиця 2.6 – Вибір трансформатора напруги SVSSF6-220

Умови вибору	Розрахункові дані	Паспортні дані
Клас точності	0,5	0,5
$U_{уст} \leq U_{ном}$	220 кВ	220 кВ
$S_{2\Sigma} \leq S_{\Sigma ном}$	96 ВА	400 ВА

Аналогічно здійснюємо вибір трансформаторів напруги для ВРП 110 кВ та 35 кВ. Результати вибору представлено у Додатку А.

Вибір ОПН. Також, здійснено вибір ОПН фірми Сіменс. Для ВРП 220 кВ вибрано ОПН 3EQ1-220 з полімерною ізоляцією, для ВРП 110 кВ – 3EQ1-123, а для ВРП 35 кВ – 3ЕК7-35.

Вибір трансформаторів власних потреб. Для вибору трансформаторів власних потреб проаналізуємо існуючі навантаження.

Таблиця 2.7 – Навантаження власних потреб ПС «Дрогобич»

Вид споживача	Встановлена потужність		$\cos \varphi$	$tg \varphi$	Навантаження	
	Кількість, кВт	Всього, кВт			$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, кВАр
Охолодження ТДТН-63/220		3	0,85	0,62	3	2,56
Підігрів вимикачів	3x9	27	1	0	27	
Підігрів кафів КТП	1x18	18	1	0	18	
Підігрів приводів роз'єднувачів	0,6x10	6	1	0	6	
Опалення та освітлення КТП		80	1	0	40	
Освітлення ВРП		10	1	0	40	
Інше		10	1	0	40	
Всього					136	2,55

Для забезпечення ПС «Дрогобич-21» енергією власних потреб вибираємо два трансформатори власних потреб ТМ-250/35/0,4 [6].

3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ПС «ДРОГОБИЧ»

3.1 Розрахунок уставок захисту трансформатора

Ми пропонуємо забезпечувати захист трансформаторів пристроєм релейного захисту фірми Сіменс типу 7UT6. Потрібно вибрати параметри налаштування пристрою 7UT6 для захисту трансформатора ТДТН-63000/220 для схеми з'єднання обмоток Y/ Δ -11: зі сторони ВН – зірка; зі сторони СН – зірка; зі сторони НН – трикутник. Приймаємо максимальний час захисту ліній, які відходять від шин СН та НН трансформатора $t_{\max} = 1,7$ с.

На рисунку 3.1 представлено схему РЗ трансформатора та точки пошкоджень у яких потрібно знати струми КЗ.

*Схему видалено керівником кваліфікаційної роботи з ціллю енергетичної безпеки
України*

Рисунок 3.1 – Розташування точок КЗ для розрахунку уставок захистів трансформатора

Оскільки захисти трансформатора підключені до трансформаторів струму, які встановлені на стороні ВН трансформатора, то нам необхідно знати, які струми протікають через них за пошкоджень на шинах НН. Обчислимо ці струми за формулою [11]:

$$I_{K2}^{(3)BH} = \frac{I_{K2}^{(3)HH}}{k_T}, \quad I_{K2}^{(3)BH} = \frac{1620}{230/120} = 852 \text{ А}, \quad I_{K2}^{(3)CH} = \frac{1620}{230/38,5} = 294 \text{ А}, \quad (3.1)$$

де $I_{K2}^{(3)HH}$ – струм трифазного КЗ на шинах 110 кВ (в точці К2); k_T – коефіцієнт трансформації.

3.2 Обчислення уставок диференціального захисту трансформаторів

Диференціальний захист трансформатора буде виконано із застосуванням пристрою 7УТ6. Для цього спочатку потрібно вибрати коефіцієнти трансформації трансформаторів струму, які встановлюються на усіх сторонах трансформатора, який захищається.

Обчислюємо номінальні струми обмоток трансформатора ТДТН- 63000/220:

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}}, \quad I_{НОМ}^{BH} = \frac{63000}{\sqrt{3}220} = 158 \text{ А}, \quad I_{НОМ}^{CH} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 120} = 300 \text{ А}, \quad I_{НОМ}^{HH} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 945 \text{ А}.$$

Для усіх трьох обмоток трансформатора коефіцієнт схеми $K_{CX} = \sqrt{3}$.

Обчислюємо коефіцієнт трансформації ТС [12]:

$$K = \frac{K_{CX} \cdot I_{НОМ}}{5}, \quad K_{BH} = \frac{\sqrt{3} \cdot 158}{5} = 54, \quad K_{CH} = \frac{\sqrt{3} \cdot 300}{5} = 104, \quad K_{HH} = \frac{\sqrt{3} \cdot 945}{5} = 327.$$

Приймаємо такі коефіцієнти трансформації:

$$K_{ТСBH} = \frac{200}{5}, \quad K_{ТСCH} = \frac{400}{5}, \quad K_{ТСHH} = \frac{600}{5}.$$

Обчислюємо коефіцієнти вирівнювання за формулами:

$$K_B = \frac{I_{НОМ.ТС.BH}}{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ.ТР.BH}}, \quad K_{B1} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 158} = 0,73, \quad K_{B2} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 300} = 0,76, \quad K_{B3} = \frac{600}{\sqrt{3} \cdot 945} = 0,36, \quad (3.2)$$

де $I_{НОМ.ТС.BH}$ – номінальний первинний струм ТС; $I_{НОМ.ТР.BH}$ – номінальний струм сторони трансформатора.

Для трансформатора ТДТН-63000/220 уставку чутливості ступеня захисту у долях мінімального струму трансформатора приймаємо $I_{СП}^{ДС} = 1,0$.

Розраховуємо значення уставок по струму за формулами:

$$I_{уст} = \frac{5 \cdot I_{СП}^{ДС}}{K_B}, \quad I_{уст.ВН} = \frac{5 \cdot 1,0}{0,73} = 6,83 \text{ А}, \quad I_{уст.СН} = \frac{5 \cdot 1,0}{0,77} = 6,49 \text{ А}, \quad I_{уст.НН} = \frac{5 \cdot 1,0}{0,36} = 13,88 \text{ А}.$$

Для забезпечення діючої уставки спрацювання необхідно прийняти найбільшу уставку, яку можна виставити у пристрої 7УТ6. Приймаємо $I_{уст.ВН} = 6 \text{ А}$, $I_{уст.СН} = 6 \text{ А}$, $I_{уст.НН} = 7 \text{ А}$.

Обчислюємо дійсний струм спрацювання чутливого ступеня диференціального захисту:

$$I_{СЗ.ВН}^{ДС} = \frac{I_{уст.ВН}^{ДС} \cdot K_{ТС.ВН}}{K_{СХ.ВН}}, \quad I_{СЗ.ВН}^{ДС} = \frac{6,8 \cdot 100 / 5}{\sqrt{3}} = 158 \text{ А}. \quad (3.3)$$

За відомими значеннями струмів трифазних КЗ для мінімального режиму в точках К2 і К3 знаходимо струми двофазного КЗ та здійснюємо перевірку коефіцієнта чутливості захисту при КЗ за формулами:

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{КЗ}^{(3)}, \quad k_{\text{ч}} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{СП.СВ}}; \quad (3.4)$$

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 852 = 73 \text{ А}, \quad k_{\text{ч}} = \frac{158}{73} = 2,1 \geq 2, \quad I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 294 = 25 \text{ А}, \quad k_{\text{ч}} = \frac{158}{25} = 6,2 \geq 2.$$

Бачимо, що ступінь чутливості диференціального захисту пристрою 7УТ6 задовольняє вимогам щодо коефіцієнта чутливості.

3.3 Обчислення уставок струмової відсічки захисту трансформатора

Струмова відсічка у трифазному виконанні від усіх видів КЗ від налаштовується від максимального струму зовнішнього КЗ за формулами:

$$I_{СВ} \geq k_{\text{від}} \cdot I_{КЗ.\text{max}}^{(3)}, \quad I_{СВ.СН} \geq 1,3 \cdot 852 = 1075 \text{ А}, \quad I_{СВ.НН} \geq 1,3 \cdot 294 = 382 \text{ А}, \quad (3.5)$$

де $k_{\text{від}}$ – коефіцієнт відлаштування.

Струмова відсічка виконується за трирелейною схемою зі з'єднанням трансформаторів струму зіркою. Обчислимо струм спрацювання реле струмової відсічки за формулою:

$$I_{СП.СВ} \geq \frac{I_{СВ} \cdot K_{СХ}}{K_{ТС.ВН}}, \quad I_{СП.СВ} \geq \frac{1108 \cdot \sqrt{3}}{100 / 5} = 47 \text{ А}. \quad (3.6)$$

Струм спрацьовування реле струмової відсічки може змінюватися в межах 2 – 60 А із дискретністю 0,1 А. Струм уставки струмової відсічки приймаємо найближчий більший, який можна виставити у пристрої 7UT6 ($I_{СП.СВ} = 47$ А).

Обчислюємо струм двофазного КЗ в мінімальному режимі у точці К1 та перевіряємо коефіцієнт чутливості струмової відсічки [13]:

$$I_{K1min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1354 = 1171 \text{ А}, \quad k_{\chi} = \frac{1171}{1108} = 10,5 > 1,2.$$

Оскільки уставка струмової відсічки обчислювалася, то струмова відсічка буде діяти лише при пошкодженнях у трансформаторі, тому витримка часу струмової відсічки приймаємо $t_{T0} = 0,1$ с.

3.4 Розрахунок максимального струмового захисту трансформатора

Для обчислення максимального струмового захисту приймаємо такі параметри: коефіцієнт повернення реле – $k_n = 0,95$; коефіцієнт запасу для відналадування струму навантаження – $k_{ВД} = 1,2$; коефіцієнт узгодження із захистами попередніх ліній – $k_{юз} = 1,1$.

Максимальний струмовий захист здійснює захист від всіх видів міжфазних КЗ. Для резервування основних захистів трансформатори струму встановлюються зі сторони ВН та збираються у зірку. Максимальний струмовий захист відлаштовується від максимального струму навантаження в максимальному режимі. Обчислюємо максимальний струм навантаження трансформатора у максимальному режимі за формулою:

$$I_{НАВ.ВН}^{\max} = \frac{S_{НАВ.ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН}}, \quad I_{НАВ.ВН}^{\max} = \frac{62000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 155 \text{ А}. \quad (3.7)$$

Обчислюємо струм спрацьовування МСЗ за формулою:

$$I_{МСЗ} \geq \frac{k_{ВД} \cdot k_{ЗАП}}{k_n} \cdot I_{НАВ.ВН}^{\max}, \quad I_{МСЗ} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 155 = 295 \text{ А}, \quad (3.8)$$

де $k_{ЗАП}$ – коефіцієнт самозапуску.

Максимальний-струмовий захист під'єднується до тих самих трансформаторів струму, що й струмова відсічка зі з'єднанням в трикутник. Обчислюємо струм спрацювання реле максимального струмового захисту:

$$I_{СП.МСЗ} \geq \frac{I_{МСЗ} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ.ВН}}, \quad I_{СП.МСЗ} \geq \frac{295 \cdot \sqrt{3}}{200 / 5} = 12 \text{ А.} \quad (3.9)$$

Струм спрацювання реле максимальної струмової відсічки може змінюватися в межах 2 – 60 А із дискретністю 0,1 А. Струм уставки максимального струмового захисту приймаємо найближчий більший, який можна виставити у пристрої 7УТ6 ($I_{СП.МСЗ} = 12 \text{ А}$).

Розраховуємо дійсний струм спрацювання МСЗ [14]:

$$I_{МСЗ} \geq \frac{I_{СП.МСЗ} \cdot K_{ТТ.ВН}}{K_{СХ}}, \quad I_{МСЗ} \geq \frac{12 \cdot 200 / 5}{\sqrt{3}} = 295 \text{ А.} \quad (3.10)$$

Перевіряємо коефіцієнт чутливості МСЗ при КЗ зі сторони СН (точка К2) за формулою:

$$k_{\eta} = \frac{737}{295} = 2,4 > 1,2.$$

Перевіряємо коефіцієнт чутливості МСЗ при КЗ зі сторони НН (точка К3) за формулою:

$$k_{\eta} = \frac{254}{295} = 1,8 > 1,2.$$

Бачимо, що максимальний струмовий захист пристрою 7УТ6 відповідає вимогам чутливості МСЗ. Здійснюємо вибір часу спрацювання максимального-струмового захисту пристрою 7УТ6 за формулою:

$$t_{МСЗ} = t_{\max} + \Delta t, \quad t_{МСЗ} = 1,7 + 0,5 = 2,2 \text{ с,} \quad (3.11)$$

де t_{\max} – максимальний час захисту ліній, які відходять від шин НН трансформатора; Δt – ступінь селективності приймаємо 0,5 с.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ДОВКІЛЛЯ

Основним завданням цього розділу є аналіз умов праці робітників, зокрема попередження виникнення небезпек і прийняття найбільш ефективних заходів для їх ліквідації та детермінування ступеня небезпечності. Будемо аналізувати умови праці робітника згідно нормативних документів, які зобов'язують до створення на робочому місці умов праці, за яких вплив небезпечних та шкідливих чинників на працюючих має бути або усунений зовсім, або знаходитися у допустимих межах.

4.1 Структурно-функціональний аналіз виникнення аварійних ситуацій

Розробка заходів по запобіганню аварійних і травмонезбезпечних ситуацій можлива лише при завчасному виявленні тих небезпек, із яких починаються процеси їх формування. Оскільки небезпечні умови не завжди завчасно можна виявити, а для вивчення небезпечних дій іноді потрібно багато часу, щоб зібрати статистичний матеріал, то і методи виявлення цих небезпек мають бути відповідно диференційовані. Розглянемо роботу електромонтера та старшого верстатника, які працюють безпосередньо біля електричних машин та персонального комп'ютера для управління технологічним процесом [15].

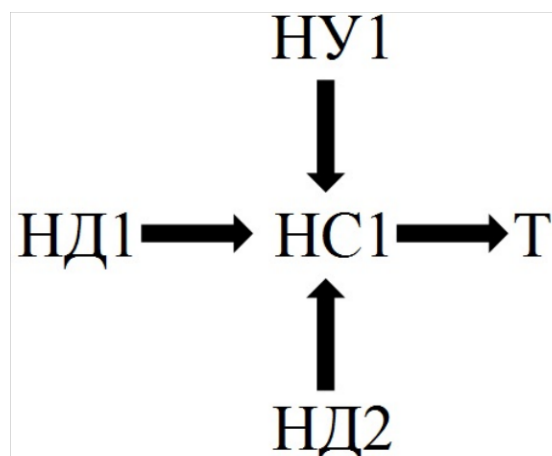


Рисунок 4.1 – Аналіз процесу формування небезпечної ситуації при встановленні паспортних даних обладнання: НУ1 – небезпечна умова (не вимкнено живлення обладнання); НД1 – небезпечна дія (нехтування правилами ТБ); НД2 – небезпечна дія (Користування невідповідним інструментом); НС1 – небезпечна ситуація (ураження струмом); Т – травма.

На рисунку 4.1 представлено схему аналізу процесу формування небезпечної ситуації при проведенні процедури встановлення паспортних даних обладнання. Бачимо, що при виникненні усіх описаних чинників виникне травма. У даному випадку основним заходом запобігання небезпечної ситуації є проведення додаткових інструктажів із техніки безпеки.

На рисунку 4.2 представлено схему аналізу процесу формування небезпечної ситуації при виконанні робіт диспетчером за комп'ютером. Бачимо, що при виникненні усіх описаних чинників виникне травма. У даному випадку основними заходами запобігання небезпечної ситуації є організація постійного контролю за дотриманням правил роботи за комп'ютером.

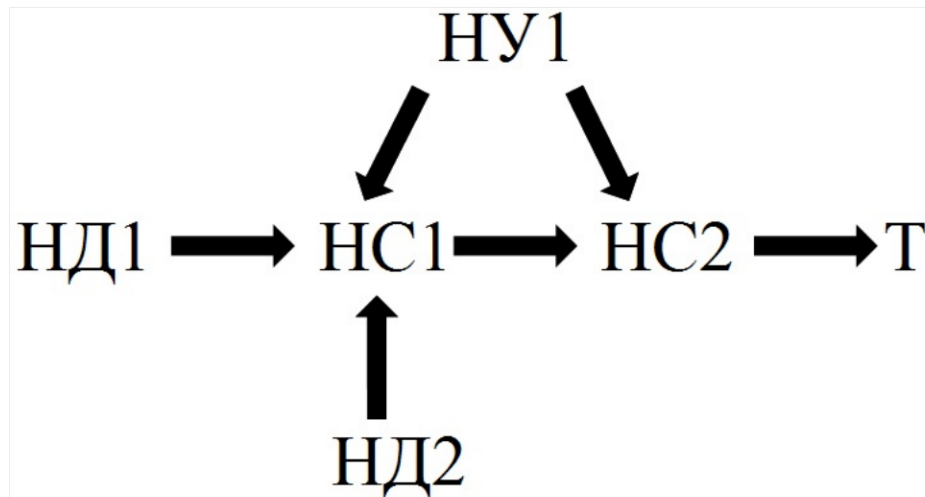


Рисунок 4.2 – Аналіз процесу формування небезпечної ситуації при проведенні робіт диспетчером за комп'ютером: НУ1 – небезпечна умова (неправильне розміщення тіла диспетчера за комп'ютером); НД1 – небезпечна дія (використання стільців без опори для підтримування спини); НД2 – небезпечна дія (використовування стільців невідповідної висоти); НС1 – небезпечна ситуація (захворювання хребта); НС2 – небезпечна ситуація (погіршення зору); Т – травма.

4.2 Посадова інструкція диспетчера електричних мереж

Диспетчер електричних мереж керується загальноприйнятими Правилами безпечної експлуатації електроустановок [16] та іншими правовими нормативними актами. Ми не бачимо потреби їх висвітлювати у розрахунково-

пояснювальній записці до дипломний проєкт, натомість представимо елементи посадової інструкції, які на нашу думку є ключовими з техніки безпеки.

Завдання та обов'язки диспетчера. Здійснює оперативне керування районом мереж у зміні, а також підлеглим йому оперативним персоналом. Забезпечує надійне і безперебійне енергопостачання споживачів і найбільш економічне ведення режиму роботи. Підтримує величину напруги в мережі у встановлених межах. Дає розпорядження на ввімкнення в роботу, виведення з роботи або в резерв устаткування, що перебуває в його оперативному керуванні або веденні, і дозволяє проведення робіт на цьому устаткуванні під час своєї зміни.

Керує проведенням перемикачів в електроустановках, що перебувають у його оперативному керуванні й веденні. Беззастережно виконує розпорядження диспетчера вищого рівня про введення графіків обмеження і вимкнення споживачів, забезпечує резервування живлення споживачів. Веде оперативний журнал та іншу оперативно-технічну документацію, відображає на мнемосхемі всі зміни, проведені в мережі. Проводить розрахунок змін налаштувань дугогасильної котушки (ДГК) на підстанціях під час перемикачів у розподільній електромережі, віддає розпорядження черговому персоналу на зміну налаштувань ДГК. Віддає розпорядження на зміну уставок релейного захисту й автоматики.

Повинен знати. Директивні матеріали, накази й розпорядження, що стосуються оперативної роботи й роботи з персоналом; структуру та організацію диспетчерського керування мережі; розподільне устаткування в лініях електропередачі щодо способу диспетчерського керування згідно з Переліком розподілу устаткування за способами диспетчерського керування (Перелік); порядок і технологію проведення оперативних перемикачів; порядок обмеження і вимкнення споживачів електроенергії; організацію підготовки робочих місць; порядок виведення устаткування, що перебуває в його оперативному управлінні або веденні, з роботи і резерву в ремонт і введення його в роботу; порядок ліквідації аварійних ситуацій, порядок підімкнення закінчених будів-

ництвом і реконструйованих електроустановок; Правила застосування і випробовування засобів захисту, використовуваних в електроустановках; схеми первинної комутації розподільних мереж 0,4... 10 кВ і підстанцій 35 кВ згідно з Переліком і джерела їхнього живлення; експлуатаційні характеристики основного устаткування і комутаційної апаратури мереж; тип, принцип роботи й правила експлуатації пристроїв релейного захисту й автоматики, телемеханіки і зв'язку, підвідомчих диспетчеру; електричні навантаження підвідомчого устаткування в нормальних і аварійних режимах; схеми електропостачання особливо відповідальних споживачів; Інструкцію про взаємовідносини диспетчера з підприємствами, що мають дизельні електростанції (ДЕС); диспетчерські інструкції; Правила користування електричною енергією; Інструкцію з розслідування та обліку технологічних порушень на об'єктах електроенергетики і в об'єднаній енергетичній системі України (розділ, що стосується електричних мереж); положення про розслідування і облік нещасних випадків на виробництві; Правила проведення протиаварійних тренувань персоналу електричних станцій та мереж; інструкцію для організації протипожежних тренувань на енергопідприємствах; контрольно-вимірвальну, сигнальну і командну апаратуру диспетчерського щита; правила користування пристроями оперативного зв'язку.

Кваліфікаційні вимоги. Повна або базова вища технічна освіта відповідного напрямку підготовки (спеціаліст, бакалавр). Стаж роботи за професією на підприємстві електричних мереж: для спеціаліста – не менше 2 років, бакалавра – не менше 3 років.

4.3 Розрахунок режиму повітрообміну у диспетчерській

Для підтримання у виробничих приміщеннях нормальних параметрів повітряного середовища, яке відповідає санітарно-гігієнічним і технологічним вимогам, влаштовують вентиляцію.

Вентиляція – це організований і регульований обмін повітря у вироб-

ничому приміщенні, що створюється з метою забезпечення санітарно-гігієнічних і пожежовибухонебезпечних умов праці.

Розрахунок повітрообміну за шкідливими речовинами. Необхідний об'єм повітря для розбавлення шкідливих речовин до допустимих концентрацій розраховують за формулою, м³/год [17]:

$$L = \frac{G}{C - C_0}, \quad (4.1)$$

де L – кількість припливного повітря за одиницю часу, яке необхідно ввести у приміщення для зменшення вмісту шкідливої речовини (парів, газів, пилу) до гранично допустимих концентрацій, м³/год; G – кількість шкідливої речовини, що виділяється у приміщення за годину, мг/год, (при розрахунку за CO_2 , кількість вуглекислого газу, який виділяє одна людина приймаємо з табл. 4.2); C – концентрація шкідливої речовини у повітрі, яке видаляється (\leq ГДК), мг/м³ (значення ГДК деяких шкідливих речовин подано у табл. 4.3); C_0 – концентрація шкідливої речовини у припливному повітрі ($\leq 0,3$ ГДК), мг/м³.

Кількість вуглекислоти, яка виділяється людиною залежить від декількох факторів: віку людини та характеру роботи, яку вона виконує і призводить до втоми. Фактори втоми різноманітні і пов'язані як з трудовою, так і позавиробничою діяльністю людини. Вирішальне значення має трудова діяльність, величина трудових навантажень і умови праці.

Таблиця 4.1 – Кількість CO_2 , яка виділяється людьми

	CO_2 , г/год	CO_2 , л/год
Дорослі:		
При фізичній роботі важкій	68	45
При фізичній роботі легкій	45	30
У стані спокою	35	23
Діти до 12 років	18	12

Таблиця 4.2 – Граничнодопустимі концентрації деяких речовин у повітрі робочої зони за ДСТУ-Н Б А 3.2-1:2007

№ п/п	Найменування шкідливостей	ГДК, мг/м ³
1	Діоксан	10,0
2	Фуран	0,5

№ п/п	Найменування шкідливостей	ГДК, мг/м ³
3	Оксид вуглецю	20,0
4	Оксид азоту	2,0
5	Озон	0,1

$$L = 45 \cdot 2 / (10 - 3) = 12,86 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Бачимо, що для зменшення у повітрі вмісту шкідливого газу діоксану необхідно забезпечити у приміщенні повітрообмін зі швидкістю не менше 12,6 м³/год.

4.4 Охорона довкілля

Лінії електропередач надвисокої напруги є джерелами потужних електричних полів, які існують навколо фазних проводів лінії. Ці електромагнітні поля чинять значний негативний вплив на екосистеми, що знаходяться поблизу трас ліній електропередач.

Розрізняють наступні види впливу [18]:

- безпосередній вплив, який проявляється при перебуванні людини в електричному полі. Ефект впливу підсилюється зі збільшенням напруженості поля і часу експозиції;
- вплив електричних зарядів (імпульсного струму), що виникають внаслідок дотику людини до ізольованих від землі конструкцій або при дотику людини, яка ізольована від землі, до рослин і різного роду заземлених конструкцій;
- вплив струму витоку.

Відзначимо, що наведені результати досліджень стосуються не тільки електромагнітних полів ліній електропередачі надвисокої напруги, але й будь-яких полів у всьому діапазоні частот.

Негативний вплив на екосистеми електромагнітних полів промислової частоти не такий істотний, хоча його обов'язково слід враховувати при спорудженні електропередач надвисокої напруги.

Вплив електричного поля на організм людини визначається насамперед струмами, які протікають через тіло людини. Дослідження показали, що

струми густиною менш ніж $0,1 \text{ мкА/см}^2$ зовсім не впливають на здоров'я і нервову систему людини, оскільки вони набагато менші від імпульсних біострумів синапсів. Такому струму відповідає напруженість електричного поля на висоті 1,8 м від рівня землі (що відповідає зросту звичайної людини), яка дорівнює 15 кВ/м, яку й прийнято як припустиму під повітряними лініями надвисокої напруги [19].

Максимальна напруженість електричного поля під повітряною лінією спостерігається в середині прольоту. Навпаки, біля опор напруженість електричного поля буде найменшою, оскільки тут проводи лінії знаходяться на найбільшій відстані від землі. Крім цього, тут спостерігається сприятливий ефект від екрануючого впливу металевих конструкцій опор. Тому дороги, пішохідні доріжки, лінії зв'язку і електропередачі нижчих класів номінальної напруги рекомендовано облаштовувати в безпосередній близькості від опор ліній електропередачі надвисокої напруги.

Безпосередньо під лінією спостерігається взаємна компенсація електричних полів, індукованих проводами сусідніх фаз, які перебувають під напругою, зсунутою за фазою на ± 120 ел. град. Саме тому найбільша напруженість електричного поля виникає під крайньою фазою електропередачі надвисокої напруги у разі горизонтального розміщення проводів у просторі й швидко зменшується з віддаленням від електропередачі (обернено пропорційно 2–3 степені відстані від осі лінії) [19].

Для забезпечення вказаного припустимого значення напруженості електричного поля під проводами повітряної лінії надвисокої напруги належить дотримувати габаритну відстань для ліній напругою 330 кВ – 12 м, 500 кВ – 16,5 м, 750 кВ – 22 м.

Вплив електричного поля на організм людини визначається не лише інтенсивністю (напруженістю) поля, але й часом експозиції. Припустимий час перебування (у хвилинах) людини в електричному полі виражається відомою екологам експонентною залежністю від напруженості електричного поля [19].

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ

5.1 Обчислення капітальних затрат на електрообладнання

Капітальні затрати на реконструкцію визначаються так [20]:

$$K_{PEK} = K_H + K_{II} - K_M, \quad (5.1)$$

де K_H – капітальні затрати на введення нових елементів схеми; K_{II} – вартість затрат на проект; K_M – сума доходу від списання обладнання.

$$K_M = 0,7 \cdot Q \cdot C_M, \quad K_M = 0,7 \cdot 1229,6 \cdot 5,4 = 4610 \text{ тис.грн.}, \quad (5.2)$$

де $Q = Q_{\text{вимикачів}} + Q_{\text{трансформаторів}} + Q_{\text{панелей}} = 18 + 1200 + 1,6 = 1219,6$ т – вага металобрухту; 0,7 – коефіцієнт, який враховує затрати на ліквідацію обладнання (демонтаж та транспортні затрати); C_M – ціна металобрухту (5,4 тис.грн/т).

Обчислюємо капітальні затрати на реконструкцію:

$$K_{PEK} = 389857 + 1813,4 - 4610 = 387061 \text{ тис грн.}$$

5.2 Обчислення експлуатаційних затрат

Річні експлуатаційні затрати детермінуються за виразом [21]:

$$B = B_a + B_{\text{втрат}} + B_{\text{обсл}}, \quad (5.3)$$

де B_a – амортизаційні відрахування за рік та витрати на поточну експлуатацію і ремонт мереж та електричного обладнання; $B_{\text{обсл}}$ – вартість обслуговування; $B_{\text{втрат}}$ – вартість втрат електричної енергії у мережах.

Щорічні амортизаційні відрахування:

$$B_a = P_a \cdot K, \quad (5.4)$$

де P_a – норма щорічних амортизаційних відрахувань.

Вартість втрат електричної енергії:

$$B_{\text{втрат}} = \Delta W + C_{\text{втрат}}, \quad (5.5)$$

ΔW – втрати електричної енергії; $C_{\text{втрат}}$ – вартість втрат.

Таблиця 5.1 – Розрахунок амортизаційних відрахувань B_a

№ з/п	Тип електрообладнання	Балансова вартість, тис.грн	Норма амортизації, %	Аморт. відрах., тис. грн
1	Трансформатор АТДТН 63000/220/110/35	121000	6,4	7744
2	Роз'єднувач SGF-220	134921	6,4	11130
3	Роз'єднувач SGF -110	37606	6,4	2407
4	Роз'єднувач SGF -35	22022	6,4	1409
5	Трансформатор напруги SVS SF6-110	726	6,4	46
6	Трансформатор напруги SVS SF6-220	1089	6,4	70
7	Трансформатор напруги НКФ-35	254	6,4	16
8	ТС фірми Сіменс SASSF6-220	3049	6,4	195
9	ТС фірми Сіменс SASSF6-110	943	6,4	60
10	ТС фірми Сіменс -35	4711	6,4	302
11	Вимикач елегазовий Сіменс ЗАР1FG-220	7260	6,4	465
12	Вимикач елегазовий Сіменс ЗАР1FG-110	4356	6,4	279
13	Вимикач елегазовий Сіменс ЗАР1FG-35	8470	6,4	542
14	Обмежувач перенапруги ОПН-220	2178	6,4	139
15	Обмежувач перенапруги ОПН-110	1258	6,4	81
16	ТВП	1026	6,4	66
17	Витрати на монтаж обладнання	38985		
Всього		389858		24952

Втрати в трансформаторі:

$$\Delta W_m = \Delta P_x \cdot T + \Delta P_k \cdot \tau, \quad (5.6)$$

де ΔP_x , ΔP_k – активні втрати неробочого ходу та короткого замикання; T – тривалість роботи; τ – час максимальних втрат.

Обчислюємо втрати в трансформаторі:

$$\Delta W_m = 2 \cdot (45 \cdot 8760 + 230 \cdot 4886) = 3035960 \text{ кВт}\cdot\text{год},$$

$$B_{\text{втрат}} = 3035960 \cdot 0,88 = 2671644 \text{ грн}; \quad B = 24951 + 2671 + 38985 = 66,6 \text{ млн.грн.}$$

5.3 Розрахунок ефективності інвестицій

Обчислення ефективності інвестицій представляє опис очікуваних економічних результатів від запланованих капітальних вкладень. Ефективність інвестиційних проєктів характеризується такими показниками:

1. Чистий дисконтний дохід (ЧДД) або економічний ефект;
2. Індекс прибутковості (ІП);
3. Внутрішня норма прибутковості (ВНП);
4. Термін окупності (T_{OK}).

$$ЧДД = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \cdot \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (5.7)$$

де R_t – доходи, які досягаються на t -му кроці обчислень; Z_t – витрати (капітальні вкладення та поточні затрати); E – норма дисконту; t – номер кроку обчислень.

Для проведення різнотривалих затрат, результатів та ефектів використовується норма дисконту (E), яка рівна прийнятній для інвестора нормі прибутку на капітал.

Для обчислення дисконтного доходу детермінуємо норму дисконту:

$$E = \left(\frac{1+t}{1+i} \right) + p, \quad E = \left(\frac{1+8,25}{1+0,065} \right) + 0,06 = 0,078 \% \text{ або } 8 \%. \text{ Приймаємо } E = 10 \%, \quad (5.8)$$

де t – ставка рефінансування; i – темп інфляції; p – поправка на підприємницький ризик залежно від цілей проєкту.

Обчислюємо чистий дисконтний дохід:

$$\begin{aligned} ЧДД &= \frac{1106255,4}{(1+0,1)^1} + \frac{1106255,4}{(1+0,1)^2} + \frac{1106255,4}{(1+0,1)^3} + \frac{1106255,4}{(1+0,1)^4} + \frac{1106255,4}{(1+0,1)^5} + \frac{1106255,4}{(1+0,1)^6} + \\ &+ \frac{1106255,4}{(1+0,1)^7} + \frac{1106255,4}{(1+0,1)^8} + \frac{1106255,4}{(1+0,1)^9} + \frac{1106255,4}{(1+0,1)^{10}} - 389857 = 675826 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

Індекс прибутковості (ІП) є відношенням суми приведених ефектів до величини капіталовкладень:

$$III = \frac{1}{K} \sum_{t=0}^T \frac{R_t - Z_t}{(1+E)^t}; \quad (5.9)$$

$$III = \frac{1}{389857} \left(\frac{675826}{(1+0,1)^1} + \frac{675826}{(1+0,1)^2} + \frac{675826}{(1+0,1)^3} + \frac{675826}{(1+0,1)^4} + \frac{675826}{(1+0,1)^5} + \frac{675826}{(1+0,1)^6} + \frac{675826}{(1+0,1)^7} + \frac{675826}{(1+0,1)^8} + \frac{675826}{(1+0,1)^9} + \frac{675826}{(1+0,1)^{10}} \right) = 1,73.$$

Якщо: $ЧДД > 0$, $III > 1$, то проект ефективний [22].

Термін окупності проекту (T_{OK}) – це час, за який надходження від виробничої діяльності підприємства покривають затрати на інвестиції. Вимірюється T_{OK} у роках або місяцях.

Результати та затрати, які пов'язані зі здійсненням проекту, можна обчислювати із дисконтування або без нього. Відповідно, в результаті отримуємо два різних терміни окупності. Термін окупності рекомендується детермінувати із застосуванням дисконтування.

$$T_{OK} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \cdot \frac{1}{(1+E)^t}. \quad (5.10)$$

Результати обчислень терміну окупності представлено у таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Термін окупності

Назва показника	Роки								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Інвестиції, тис.грн.	389857	0	0	0	0	0	0	0	0
ДД, тис.грн.	0	1106255	1005686	914260	831146	686897	624452	567683	516076
ДД зі зростаючим результатом, тис.грн.	0	67582	135165	202747	270330	337913	405495	473078	540660
III		0,17	0,35	0,52	0,7	0,86	1,05	1,22	1,38

Аналізуючи таблицю 5.2 бачимо, що термін окупності становить 6 років, оскільки починаючи із 6-го року $III > 1$.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі розглянуто один із можливих варіантів реконструкції підстанції 110/35/6 кВ №21 «Дрогобич» ПАТ «Львівобленерго». Отримані результати можна узагальнити такими висновками:

1. Здійснено загальну характеристику ПС «Дрогобич-21». Проведено аналіз існуючої системи електропостачання до реконструкції, описано встановлене на підстанції обладнання. Здійснено аналіз варіантів реконструкції, відзначено основні вимоги до електричних мереж та можливі ситуації при відмові від реконструкції. Поставлено завдання на реконструкцію ПС «Дрогобич-21» на підставі обґрунтування реконструкції з метою перспективного розвитку електроенергетики Львівської області.

2. За даними графіків добових навантажень детерміновано електричні навантаження підстанції та здійснено вибір кількості і потужності силових трансформаторів. Запропоновано та обґрунтовано нову схему підстанції. Вибрано точки КЗ у яких електрообладнання та провідники перебуватимуть у найнесприятливіших умовах. Здійснено обчислення струмів КЗ у максимальному та у мінімальному режимах. Проведено вибір основного електротехнічного обладнання підстанції, зокрема: струмоведучих частин, вимикачів, роз'єднувачів, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, обмежувачів перенапруг (ОПН), а також трансформаторів власних потреб.

3. Для захисту електротехнічного устаткування підстанції здійснено розрахунок параметрів релейного захисту та автоматики підстанції, зокрема: розрахунок уставок захисту трансформатора, розрахунок уставок диференціального захисту трансформаторів, розрахунок уставок струмової відсічки захисту трансформатора та розрахунок максимального струмового захисту трансформатора.

4. Розкрито питання охорони праці та навколишнього середовища. Також, здійснено техніко-економічні обчислення рентабельності реконструкції ПС «Дрогобич-21», які показали, що термін окупності складає 6 років.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Казанський С. В., Матєєнко Ю. П., Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник. Київ: Вид-во «Політехніка», 2017. 456 с.
2. <https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%94%D1%80%D0%BE%D0%B3>
3. План розвитку системи розподілу електроенергії ПАТ «Львівобленерго» на 2021 – 2025 роки. Львів. 208 с.
4. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств: підручник. Вінниця: Нова Книга, 2011. 656 с.
5. Лук'яненко Ю. В., Остапчук Ж. І., Кулик В. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Вінниця: ВДТУ, 2002. 116 с.
6. Кулик В. В., Тептя В. В., Бурикін О. Б., Сікорська О. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.
7. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи: підручник. Львів: В-во НУ«ЛП», 2009. 488 с.
8. Василєга П. О. Електропостачання. Суми: ВТД «Університетська книга», 2008. 415 с.
9. Кирик В. В. Електричні мережі та системи. Київ: Політехніка, 2014. 132 с.
10. <https://new.siemens.com/ua/uk/kompaniya/pro-kompaniyu/istoriya-siemens/tekhnohii/vyrobnytstvo-ta-rozpodil-elektroenerhiyi/rozpodil-elektroenerhiyi>
11. Бахор З. М., Журахівський А. В. Проектування підстанцій електричних мереж. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2017. 308 с.
12. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: підручник. Львів: В-во НУ«ЛП», 2013. 533 с.
13. Методичні вказівки та завдання до курсового проекту з дисципліни «Основи електропостачання» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Укл. Чумакевич В. О. Львів: ЛНАУ, 2016. 59 с.

14. Голота А. Д. Автоматика в електроенергетичних системах. Київ: Вища шк., 2006. 367 с.
15. Міжгалузеві правила по охороні праці (правила безпеки) при експлуатації електроустановок. Київ, 2007. 176 с.
16. <http://www.sd4ua.org/golovni-temi-stalogo-rozvitku/lisovi-resursi/>
17. Арламов О. Ю. Безпека життєдіяльності та цивільний захист: конспект лекцій. Київ: В-во НТУУ «КПІ», 2018. 93 с.
18. Лук'янова Л. Основи екології: навч. посіб. Київ: Вища шк., 2000. 327 с.
19. <http://energetika.in.ua/ua/books/book-5/part-3/section-6>
20. Мірошник О. О., Черкашина В. В., Мороз О. М., Черемісін М. М. Економічні розрахунки в інженерній діяльності на прикладах задач електроенергетики. Харків: ФЛП Панов А. Н., 2018. 214 с.
21. Соловей О. І., Розен В. П., Плешков П. Г. Основи ефективного використання електричної енергії в системах електроспоживання промислових підприємств: навч. посіб. Кіровоград: КНТУ, 2015. 287 с.
22. ГКД 340.000.002-97. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні системи. Київ, Україна: Ін-т «Укренергомережпроект». 20.01.1997.

ДОДАТКИ

Додаток А Вибір електроустаткування ПС «Дрогобич-21»

Таблиця А.1 – Вибір вимикачів на стороні 110 кВ

Розрахункові дані	Табличні дані	Умови вибору
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{max} = 26,5$ А	$I_{ном} = 4000$ А	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{max\ л} = 79,6$ А		
$I_{max\ т} = 53,07$ А		
$i_{y\delta} = 4,31$ кА	$i_{\delta} = 108$ кА	$i_{дин} \geq i_{y\delta}$
$I_{по}^{(3)} = 2,23$ кА	$I_{ном\ відм} = 40$ кА	$I_{ном\ відм} \geq I_{по}^{(3)}$
$B_K = 7,8$ кА ² с	$B_{Кном} = 48$ кА ² с	$B_{Кном} \geq B_K$

Таблиця А.2 – Вибір вимикачів на стороні 35 кВ

Розрахункові дані	Табличні дані	Умови вибору
$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{max} = 328$ А	$I_{ном} = 4000$ А	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{max\ л} = 123$ А		
$I_{max\ т} = 657$ А		
$i_{y\delta} = 4,67$ кА	$i_{\delta} = 108$ кА	$i_{дин} \geq i_{y\delta}$
$I_{по}^{(3)} = 1,76$ кА	$I_{ном\ відм} = 40$ кА	$I_{ном\ відм} \geq I_{по}^{(3)}$
$B_K = 5,44$ кА ² с	$B_{Кном} = 320$ кА ² с	$B_{Кном} \geq B_K$

Таблиця А.3 – Вибір роз'єднувачів на стороні 110 кВ

Розрахункові дані	Табличні дані
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 32,8$ А	$I_{ном} = 2500$ А
$i_{y\delta} = 4,67$ кА	$i_{\delta} = 31,5$ кА
$B_K = 20,8$ кА ² с	$B_{Кном} = 48$ кА ² с

Таблиця А.4 – Вибір роз'єднувачів на стороні 35 кВ

Розрахункові дані	Табличні дані
$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ
$I_{max} = 26,5$ А	$I_{ном} = 2500$ А
$i_{y\delta} = 4,309$ кА	$i_{\delta} = 100$ кА
$B_K = 14,63$ кА ² с	$B_{Кном} = 48$ кА ² с

Таблиця А.5 – Вибір трансформатора струму 110 кВ SASSF6-110

Умови перевірки	Розрахункові дані	Паспортні дані
$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	110 кВ
$I_{max} \leq I_{ном}$	79,6 А	1500 А
$i_{дин} \geq i_{уд}$	4,309 кА	31 кА
$B_{Кном} \geq B_K$	7,8 кА ² с	43200 кА ² с
$Z_2 < Z_{2ном}$	1,6 Ом	1,7 Ом

Таблиця А.6 – Вибір трансформатора струму 110 кВ SASSF6-35-50-5000

Умови перевірки	Розрахункові дані	Паспортні дані
$U_{уст} \leq U_{ном}$	35 кВ	35 кВ
$I_{max} \leq I_{ном}$	328 А	1500 А
$i_{дин} \geq i_{уд}$	4,675 кА	25 кА
$B_{Кном} \geq B_K$	5,439 кА ² с	43200 кА ² с
$Z_2 < Z_{2ном}$	0,76 Ом	1,2 Ом

Таблиця А.7 – Вибір трансформатора напруги SVSSF6-110

Умови вибору	Розрахункові дані	Паспортні дані
Клас точності	0,5	0,5
$U_{уст} \leq U_{ном}$	110 кВ	110 кВ
$S_{2\Sigma} \leq S_{\Sigma ном}$	96 ВА	400 ВА

Таблиця А.8 – Вибір трансформатора напруги SVSSF6-35

Умови вибору	Розрахункові дані	Паспортні дані
Клас точності	0,5	0,5
$U_{уст} \leq U_{ном}$	35 кВ	35 кВ
$S_{2\Sigma} \leq S_{\Sigma ном}$	53 ВА	150 ВА