

[]

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

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
першого (бакалаврського) рівня освіти

на тему:

«РЕКОНСТРУКЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ПІДСТАНЦІ 35/10 КВ»

Виконав: студент IV курсу

групи Ен – 41 спеціальності

141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

_____ Дидик Б. М.

(підпис)

(прізвище та ініціал)

Керівник: _____ Бабич М. І.

(підпис)

(прізвище та ініціал)

Рецензент: _____ Гречин Д. П.

(прізвище та ініціал)

ДУБЛЯНИ 2024

[]

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

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)

к.т.н., доцент Сиротюк С. В.
(вч. звання, прізвище, ініціали)

“ ____ ” _____ 202__ року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Дидик Богдан Михайлович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Реконструкція електричної підстанції 35/10 кВ»

керівник роботи к.т.н., доцент Бабич М. І.

(наук.ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівського НУП 641/к-с від 27.11.23 р.

2. Строк подання студентом роботи 14.06.24 р.

3. Вихідні дані

технічна документація, науково-технічна і довідкова література

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

Вступ

1 Теоретичні відомості та характеристика об'єкта

2 Обчислення та вибір устаткування підстанції

3 Модернізація релейного захисту

4 Охорона праці та навколишнього середовища

5 Техніко-економічні розрахунки

Висновки

Перелік джерел посилання

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	
1,2,3,5	<i>Левонюк В. Р., к.т.н., доцент</i>			
4	<i>Городецький І. М., к.т.н., доцент</i>			

7. Дата видачі завдання 27.11.23 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Виконання аналізу вихідних даних та характеристики об'єкта модернізації</i>	<i>27.11.2023 – 31.01.2024</i>	
2	<i>Розробка схеми відкритих розподільчих пристроїв підстанції та вибір основного обладнання</i>	<i>1.02.2024 – 17.03.2024</i>	
3	<i>Розробка системи релейного захисту трансформаторів та ліній електропередач</i>	<i>20.03.2024 – 21.04.2024</i>	
4	<i>Виконання структурно-функціонального аналізу процесу та розробка моделі травмонебезпечних та аварійних ситуацій</i>	<i>24.05.2024 – 5.05.2024</i>	
5	<i>Вивчення питання охорони навколишнього середовища та здійснення техніко-економічної оцінки прийнятих рішень</i>	<i>8.05.2024 – 19.05.2024</i>	
6	<i>Завершення оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації</i>	<i>22.05.2024 – 2.06.2024</i>	
7	<i>Завершення роботи в цілому</i>	<i>5.06.2024 – 14.06.2024</i>	

Студент

Дидик Б. М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

Бабич М. І.
(підпис) (прізвище та ініціали)

УДК 621.06.24:3

Дидик Б. М. «Реконструкція електричної підстанції 35/10 кВ». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет природокористування, 2024 р. 49 с текстової частини, 11 таблиць, 13 рисунків, 25 джерел посилання.

Метою кваліфікаційної роботи є проведення заходів із покращання надійності електричної підстанції 35/10 кВ «Доброгостів» шляхом здійснення її реконструкції.

Завданнями кваліфікаційної роботи є: аналіз потужності навантаження та заміна силових трансформаторів; проведення реконструкції розподільчих пристроїв 35 кВ; проведення ретрофіту розподільчих комірок 10 кВ; обчислення капіталовкладень за укрупненими показниками.

У кваліфікаційній роботі розв'язано завдання із покращання надійності електроживлення села Доброгостів, шляхом здійснення реконструкції живильної електричної підстанції. Здійснено характеристику електричної підстанції 35/10 кВ «Доброгостів». Розкрито питання використання поняття «ретрофіт» під час реконструкції підстанції та здійснено обґрунтування реконструкції згаданої підстанції. Представлено розрахунок потужності навантаження з урахуванням п'ятирічної перспективи та вибрано нові трансформатори. Проведено розрахунок струмів короткого замикання на основі якого вибрано основне обладнання розподільчих пристроїв 35 кВ. Для реконструкції розподільчих пристроїв 10 кВ використано поняття «ретрофіту» електричних комірок підстанції. На основі запропонованої модернізації здійснено оцінку капітальних вкладень у реконструкцію електричної підстанції та визначення ефективності інвестицій.

Ключові слова: реконструкція, ретрофіт, підстанція, трансформатор, релейний захист, комірка, принципова схема.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ ТА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ’ЄКТА.....	7
1.1 Застосування ретрофіту при реконструкції підстанції.....	7
1.2 Опис підстанції 35/10 кВ «Доброгостів».....	8
1.3 Обґрунтування реконструкції ПС «Доброгостів».....	10
2 ОБЧИСЛЕННЯ ТА ВИБІР УСТАТКУВАННЯ ПІДСТАНЦІЇ.....	12
2.1 Розрахунок потужності навантаження на п’ятий рік експлуатації.....	12
2.2 Вибір трансформаторів підстанції «Доброгостів».....	13
2.3 Розрахунок струмів короткого замикання.....	17
2.4 Реконструкція відкритих розподільчих пристроїв 35 кВ та вибір основного обладнання.....	21
2.5 Ретрофіт комірки КСВ-266.....	26
3 МОДЕРНІЗАЦІЯ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ.....	29
3.1 Вибір елементів релейного захисту.....	29
3.2 Обчислення уставок релейного захисту ЛЕП 10 кВ.....	31
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА.....	35
4.1 Структурно-функціональний аналіз виникнення небезпечних ситуацій	35
4.2 Правила безпеки праці електромонтера при монтажі елементів елект- ричних мереж.....	36
4.3 Розрахунок освітлення у диспетчерській.....	38
4.4 Охорона довкілля.....	40
5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ.....	43
5.1 Оцінка капітальних вкладень у реконструкцію.....	43
5.2 Визначення ефективності інвестицій.....	44
ВИСНОВКИ.....	47
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	48

ВСТУП

У сучасному світі електрична енергія відіграє ключову роль у забезпеченні сталого розвитку та комфорту населення. Однак, для забезпечення безперебійного постачання електричною енергією необхідна належна інфраструктура, серед якої ключове значення відіграють районні електричні підстанції. Розвиток технологій та зростання потреб споживачів вимагає постійного удосконалення та модернізації енергетичної інфраструктури, зокрема, реконструкції електричних підстанцій [1].

Нинішня кваліфікаційна робота присвячена реконструкції електричної частини розподільчих пристроїв підстанції 35/10 кВ «Доброгостів» з метою підвищення ефективності, надійності та безпеки її роботи. У контексті зростаючих вимог до електропостачання, реконструкція підстанцій стає важливим етапом у забезпеченні стабільності роботи електричної мережі та задоволенні потреб споживачів. Провадячи процес реконструкції електричної підстанції 35/10 кВ «Доброгостів», ми виявляємо ключові аспекти технічного та технологічного оновлення, вплив на якість постачання електричної енергії та ефективність функціонування системи в цілому.

Робота базується на аналізі теоретичних засад реконструкції електричних підстанцій, зокрема на такому понятті як «ретрофіт», що дає змогу суттєво зекономити кошти на заміні електричних шаф комірок, шляхом заміни лише основного обладнання у них. Впровадження запропонованих рекомендацій та розроблених рішень сприятиме підвищенню ефективності електропостачання та забезпечить високий рівень надійності та безпеки функціонування електричної підстанції 35/10 кВ «Доброгостів».

1 ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ ТА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА

1.1 Застосування ретрофіту при реконструкції підстанції

Під поняттям «ретрофіт» мається на увазі заміна такого електричного обладнання, як силові автоматичні вимикачі, які знаходяться в експлуатації, контактори викочування або стаціонарного виконання, які вже морально застаріли та відпрацювали свої технічні ресурси з моменту встановлення і введення у робочий процес [2].

Ретрофіт комірок КСВ полягає у модернізації комірок збірних камер одностороннього обслуговування, у нашому випадку типу КСВ-266 у яких встановлений масляний вимикач, який відпрацював свій технічний ресурс, на новий вакуумний автоматичний з монтажем на місці. Ретрофіт дає змогу впроваджувати технологічно сучасні рішення, при цьому можна залишити старий корпус комірки, оскільки він не потребує заміни.

Основною причиною наявності на підстанціях застарілого обладнання є багатолітнє недофінансування електроенергетичної галузі, відповідно нестача коштів на капітальний ремонт. Також потрібно віддати належне працівникам, оскільки завдяки вдало та своєчасно проведеним ремонтам та обслуговуванням обладнання змогло пропрацювати декілька десятиліть.

При реконструкції підстанції ми вибираємо ретрофіт як модернізацію, а не ремонт електричних апаратів або придбання та заміна повністю нової підстанції, оснащеної сучасними електричними апаратами, адже для ремонту обладнання, яке виготовлялося кілька десятків років тому необхідні запасні частини, які просто вже неможливо дістати, бо виробництва зупинене. Встановлення нової підстанції потребує демонтажу усієї старої підстанції та монтаж нової, що виходить значно дорожче. Цілком зрозуміло, що масляні вимикачі, які вичерпали свій ресурс, вже не забезпечують достатньої надійності електропостачання, а вимоги до надійності стабільно зростають [3]. Відтак,

оптимальним способом вирішення таких недоліків буде застосування ретрофіту, тобто заміни вимикачів на нові.

Нині є безліч варіантів ретрофіту, які можна застосовувати без необхідності зварювальних робіт та потреби узгодження проектного рішення. Через це можна провести модернізацію у короткий термін та максимально зменшити час, при якому буде припинена подача електроживлення споживачів.

Для розподільчих пристроїв (РП) на викочування застосовується найбільш часто три варіанти ретрофіту. Перший варіант найекономічнішої модернізації, полягає у заміні в самого вимикача елемента викочування комірки за допомогою комплекту адаптації. У другому варіанті, елемент викочування замінюється повністю та модернізуються блокування за короткі терміни, що має перевагу наявності старого елемента у якості тимчасової запасної частини. У третьому варіанті ретрофіту, у комірці встановлюється мікропроцесорний захист, з яким вони набувають сучасних технічних характеристик.

1.2 Опис підстанції 35/10 кВ «Доброгостів»

Підстанція «Доброгостів» розташована в селі Доброгостів Трускавецької міської громади Дрогобицького району Львівської області та знаходиться на балансі та експлуатації ПАТ «Львівобленерго».

Електрична схема розподільчих пристроїв підстанції представлена на рисунку 1.1 [4].

Підстанція двотрансформаторна з потужністю силових трансформаторів по 1600 кВА кожен, типу Т-1600-35/10. Розподільчі пристрої високої напруги 35 кВ, укомплектовані віддільниками, а низької напруги 10 кВ – комірками КСВ-266 з вимикачами ВМП-10.

Для живлення власних потреб підстанції є трансформатор власних потреб ТСН-1 10/0,4 кВ. Релейний захист та автоматика на підстанції виконано на електромеханічній базі. Оперативний струм використовується для живлення системи автоматики.

Рисунок видалено керівником кваліфікаційної роботи з ціллю енергетичної безпеки України

Рисунок 1.1 – Принципова схема розподільчих пристроїв

На силових трансформаторах наявні такі види захистів: захист від перевантаження (максимальний струмовий захист (МСЗ), захист рівня та температури оливи, поздовжній диференціальний струмовий захист. Вимірювання величини струму та напруги виконується за допомогою амперметрів та вольтметрів, встановлених на панелі управління. Для безпеки роботи персоналу на підстанції виконано контур заземлення.

До основних проектних рішень під час реконструкції ПС «Доброгостів» входять:

- заміна силових трансформаторів Т-1600 кВА на трансформатори вищої потужності, оскільки встановлені трансформатори мають надто низьку потужність для споживачів, які заживлені від підстанції;
- заміна застарілих відділювачів 35 кВ на сучасні вакуумні вимикачі 35 кВ;

- модернізація комірок КСВ, шляхом заміни застарілих масляних викивачів ВМП-10 на вакуумні та покращення РЗА.

Підстанція знаходиться на ділянці зі спокійним рельєфом, є природний несуттєвий ухил майданчика для відведення поверхневих та дощових вод. Місцезнаходження об'єкта модернізації є в межах огорожі підстанції.

ПС «Доброгостів» розташована на західному краю Львівської області, між Карпатським передгір'ям та Наддністрянською рівниною. Ця підстанція знаходиться в східноєвропейському часовому поясі. Тут клімат помірно континентальний із теплим літом та м'якою зимою. Середня температура у червні становить приблизно +18 °С, а в січні – близько –4 °С. Липень та серпень є найтеплішими місяцями із температурою близько +22 °С, а січень найхолодніший. Річні опади тут коливаються від 700 до 750 мм, причому основна частина припадає на теплу частину року. Розташування підстанції призводить до вологого теплового мікроклімату через передгір'я Карпат, з високою вологістю повітря у літку – 85 %, а взимку – 70-80 %, та низьким атмосферним тиском (725-745 мм ртутного стовпчика). Населення Доброгостова становить 3 тисяч осіб на площі 44,5 км² [5].

Електричні приймачі підстанції «Доброгостів» можна розділити на групи за типами навантажень:

- споживачі, що працюють з постійним навантаженням, дозволяючи електрообладнанню працювати без перегріву протягом тривалого часу;
- споживачі, що працюють з короткочасним навантаженням, де робота електрообладнання не така тривала;
- споживачі, що працюють з повторюваним короткочасним навантаженням.

Споживачі ПС «Доброгостів» входять до групи електроприймачів, які працюють з невеликими змінами або без змін в навантаженні.

1.3 Обґрунтування реконструкції ПС «Доброгостів»

При реконструкції електричних мереж слід забезпечувати ефективність за допомогою оптимального поєднання існуючих та нових елементів мережі.

Адаптивна схема мережі повинна бути гнучкою, враховуючи різні змінні: потужність, навантаження, траєкторії ЛЕП та підстанцій, а також терміни введення нових об'єктів в експлуатацію. Важливо, щоб мережу можна було адаптувати на кожному етапі реконструкції з мінімальними витратами. При розширенні мережі слід мінімізувати втрати електроенергії.

Схеми мереж повинні підтримувати використання сучасних пристроїв для режимного та аварійного управління і захисту.

При виборі потужності та кількості трансформаторів головним є забезпечення надійного електропостачання та оптимізація витрат, враховуючи прогнозоване зростання навантаження.

Силові трансформатори вибирають так, щоб забезпечити ефективність, надійність та резервну здатність під час відключення одного трансформатора. Також важливо, щоб навантаження трансформаторів не скорочувало їх термін служби.

Основною причиною реконструкції ПС «Доброгостів» є потреба переходу ЛЕП 35 кВ на напругу 110 кВ через зростання навантаження та обмежену пропускну здатність існуючих ліній, але для цього спочатку потрібно здійснити реконструкцію розподільчих пристроїв 10 кВ, оскільки експлуатаційний термін устаткування ПС «Доброгостів» з 1983 року (понад 40 років) майже завершився, що також вимагає реконструкції.

Необхідність реконструкції підкреслюється рядом факторів, таких як неможливість ремонту старого обладнання та його зняття з виробництва, потенційні відмови у електропостачанні та інші ризики.

Без реконструкції можливі тривалі перерви в електропостачанні, юридичні ризики для керівників підприємств та нездатність задовольнити високі запити на електроенергію [6].

Проведення реконструкції забезпечить надійне електропостачання та позитивний імідж ПАТ «Львівобленерго», підвищуючи його авторитет серед великих підприємств і обласної адміністрації. Виходячи зі сказаного, бачимо, що вибрана тематика кваліфікаційної роботи є актуальною.

2 ОБЧИСЛЕННЯ ТА ВИБІР УСТАТКУВАННЯ ПІДСТАНЦІЇ

2.1 Розрахунок потужності навантаження на п'ятий рік експлуатації

Першим кроком під час проектування енергосистеми є визначення електричних навантажень. Електроустаткування системи електроживлення вибирається або перевіряється відповідно до значення електричних навантажень, також за цим показником обчислюються і втрати [7].

При неправильному розрахунку навантаження споживачів можуть виникнути додаткові витрати на дороге обладнання, а також ці пристрої не будуть оптимально використовуватися. З іншого боку, якщо розрахункове навантаження буде меншим за фактичне, це може призвести до збільшених втрат у лініях та трансформаторах, а також до прискореного зношування обладнання.

При визначенні розрахункових навантажень важливо враховувати, що населення та різні підприємства постійно вдосконалюються, зокрема через механізацію та автоматизацію технологічних процесів. Це може призводити до збільшення енергопотреб підприємства. Проте, може виникнути і зворотний ефект: зменшення енергопотреб завдяки заміні застарілого обладнання на нове, енергоефективне, що споживає менше електроенергії.

Джерела живлення, лінії електропередач, трансформаторні підстанції та розподільчі пристрої повинні відповідати електричним навантаженням споживачів. Тому важливо здійснювати правильний розрахунок електричних навантажень, щоб уникнути помилок під час реконструкції та експлуатації.

Під час реконструкції ПС 35/10 кВ «Доброгостів» у селі Доброгостів потрібно визначити загальну потужність на всіх шинах напруги 10 кВ кожної секції підстанції. Це буде необхідним для визначення кількості та потужності трансформаторів.

Обчислення потужності, яка споживається з підстанції 35/10 кВ «Доброгостів» проведемо як суму всіх навантажень фідерів шин 10 кВ. Відразу ж зробимо розрахунок потужності навантаження на 5 рік експлуатації, для цьо-

го множимо суму навантажень на коефіцієнт альфа, який враховує зростання навантаження. Оскільки приймаємо приріст навантаження 1 % на рік, то:

$$\alpha = 1,01^5 = 1,051 . \quad (2.1)$$

Результати обчислень представимо у вигляді таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Навантаження споживачів ПС 35/10 кВ «Доброгостів»

Шини 10 кВ	Виміряна потужність, ΣP , кВт	Повна потужність при $\cos \varphi = 0,95$	Потужність на 5 рік експлуатації	Струм фідера
Фідер № 1-01	341	358	376	20,7
Фідер № 22-03	421	443	465	25,6
Фідер № 22-04	23	24	25	1,4
Фідер № 22-05	101	106	111	7
Фідер № 22-06	41	43	45	2,5
Фідер № БК1	701	737	774	42,6
Фідер № БВ2	561	590	620	35
Всього	2183	2297	2410	

2.2 Вибір трансформаторів підстанції «Доброгостів»

Однією із важливих задач, на підстанції є вибір оптимально-придатної для споживача потужності силових трансформаторів. Дуже важливо при здійсненні вибору силових трансформаторів врахувати те, щоб їхній робочий режим був стабільним та ефективним, а при виході з ладу одного із двох силових трансформаторів забезпечення електроживлення не припинялося [8].

За умови, що в одному із двох трансформаторів станеться аварія або відбудеться планове відключення для експлуатаційного обслуговування, трансформатор потужністю 1600 кВА не зможе забезпечити достатнє навантаженням 2410 кВА споживачів. Аналогічно, у нашому випадку, у зв'язку з можливим майбутнім збільшенням споживання потужності, наявні трансформатори не забезпечать надійності електропостачання.

Із цього випливає, що наявні силові трансформатори на підстанції з потужностями 1600 кВА не можуть віддавати якісну з відповідним рівнем надійності електричну енергію для споживачів в аварійному режимі або під час планового відмикання.

Вибирати силові трансформатори відповідної потужності потрібно за сумарними розрахунками вимірюваних електричних навантажень.

Визначати кількість трансформаторів на підстанції потрібно виходячи зі ступеня надійності, який потрібно забезпечити для електропостачання відповідної категорії споживачів.

Село Доброгостів у якому знаходиться підстанція за категорійністю електропостачання споживачів належить до другої та третьої категорій. Відповідно до ПУЕ, до другої категорії електропостачання відносяться споживачі, при відключенні живлення яких зупиняється робота важливих міських систем, на виробництві виникає масовий брак продукції, є ризик виходу з ладу великих взаємозалежних систем, циклів виробництва. Крім підприємств, до другої категорії електропостачання належать [9]:

- дитячі заклади;
- медичні заклади та аптечні пункти;
- міські установи;
- навчальні заклади;
- великі торгові центри;
- спортивні споруди, у яких можливе велике скупчення людей;
- всі котельні та насосні станції, крім тих, що належать до першої категорії.

У нашому випадку трансформатори вибираються за внутрішніми нормативними даними, зокрема опираючись на схему (рис. 1.1), коли при відмиканні одного трансформатора інший має брати на себе всю потужність іншого, при цьому не навантажуватиметься більше, ніж на 100 %. Через це вибираємо трансформатор ТМН(ТМ)-2500/35. Паспортні дані цього трансформатора представлені у таблиці 2.2, а технічне креслення на рис. 2.1.

Таблиця 2.2– Паспортні дані трансформатора ТМН(ТМ)-2500/35

$S_{\text{НОМ}}$, МВА	Регулювання $U_{\text{НН}}$	Каталожні дані						Розрахункові дані		
		$U_{\text{НОМ}}$, кВ		$u_{\text{КЗ}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %	$R_{\text{т}}$, Ом	$X_{\text{т}}$, Ом	$\Delta Q_{\text{х}}$, кВт
		ВН	НН							
2,5	$\pm 6 \times 1,5 \%$	35	11	6,5	23,5	5,1	1,1	4,6	31,9	27,5

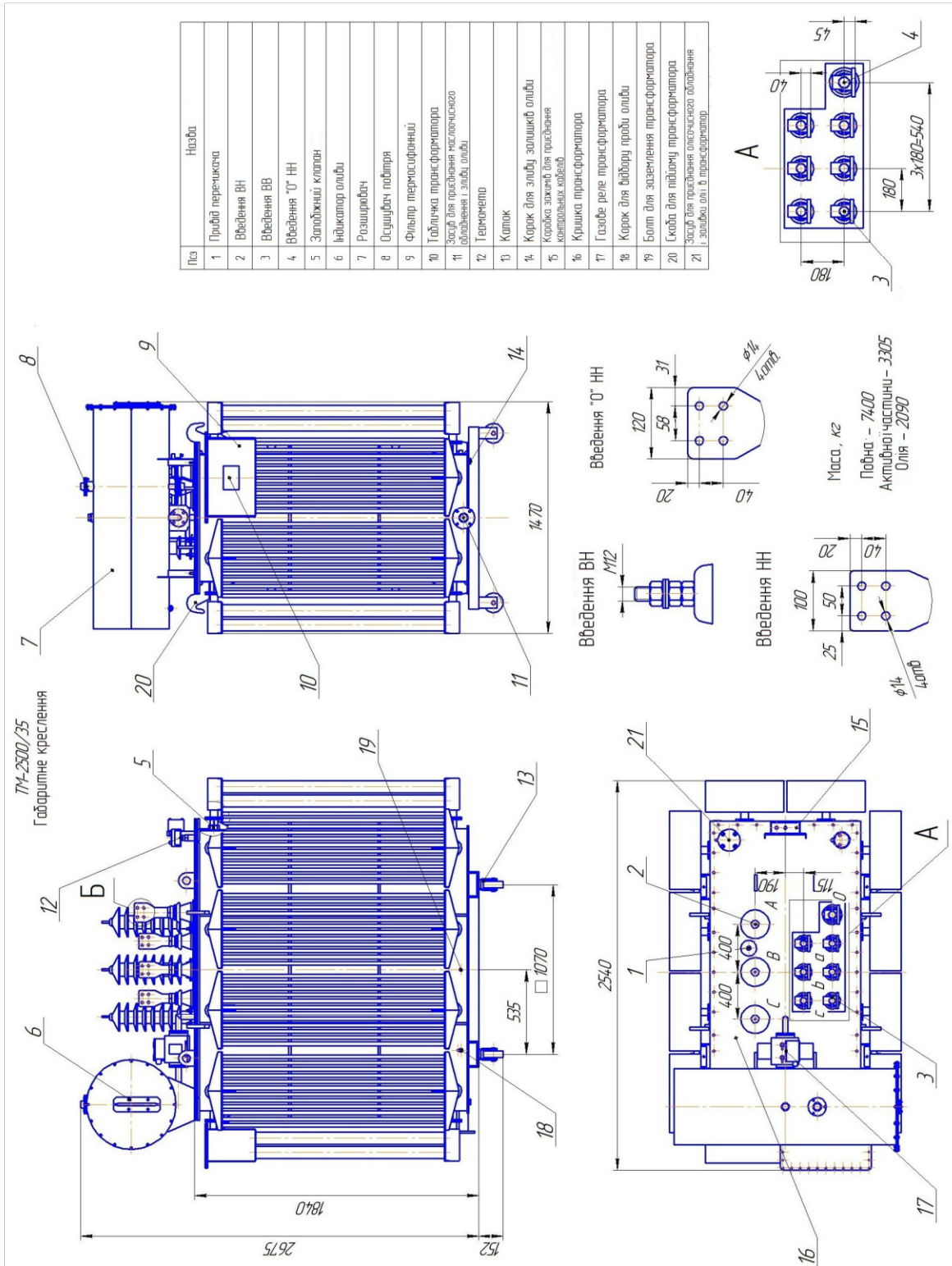


Рисунок 2.1 – Конструктивне виконання ТМН(ТМ)-2500/35

Трансформатор ТМ-2500/35-10 – це трифазний понижувальний силовий трансформатор із оливовим природним охолодженням. Трансформатор призначений для промисловості та перетворює у мережах енергосистем електричну енергію для споживачів електроенергії частотою струму 50Гц. ТМ-2500/35-10 призначений для експлуатації в умовах зовнішнього або внутрішнього застосування, у помірному чи холодному районному кліматі.

Цей трансформатор не придатний для експлуатації в умовах, де є вибухонебезпечне, активне хімічне середовище, де є підвищені вібрації, поштовхи та удари. Максимальна кількість відмикань зі сторони живлення – до 10 разів на добу [10].

Трансформатор обладнаний оливорозширювачем, у процесі роботи він може компенсувати зміну обсягу оливи, що нагрівається або охолоджується. Для регулювання напруги без збудження, трансформатор оснащений перемикачами високої напруги, які приєднуються до високої сторони напруги та допускає можливість регулювання напруги ступенями при не приєднаному до мережі трансформаторі зі сторони низької та високої напруги у діапазоні $\pm 2 \times 2,5 \%$ [10].

Конструкція трансформаторів ТМН:

- баки трансформаторів типу ТМН прямокутної форми, які виготовляються із радіаторними баками. Є гаки для підйому трансформатора та бака у зборі, які розташовуються під верхньою рамою бака. На кришці трансформаторного бака для заливання оливи знаходиться кран (пробка), а внизу бака є пробка для спуску оливи та заземлювальний болт;
- активна частина трансформатора складається із магнітопроводу, який виготовлений з електротехнічної холоднокатаної сталі та пристрою регулювання напруги під навантаженням (РПН) і самих обмоток трансформатора;
- пристрій РПН передбачає місцеве та автоматичне керування процесом регулювання напруги трансформатора;
- для підведення та відведення на високій та низькій сторонах живлення на кришці бака є прохідні ізолятори;

- при коливаннях температури навколишнього середовища оливо-розширювач може забезпечувати достатній рівень оливи при всіх робочих режимах трансформатора. Оливорозширювач складається з двох відділів. У лівій частині боку є відділ оливо-розширювача пристрою РПН, з правого – відділ оливо-розширювача трансформатора;
- у трансформаторах є катки, які слугують для переміщення трансформатора як поперечного, так і поздовжнього.

2.3 Розрахунок струмів короткого замикання

Коротким замиканням називаються замикання, які відбуваються між фазами, замикання між фазами або нульовим провідником і фази на землю в мережах з глухо-або ефективно заземленими нейтраліями.

Коротке замикання відбувається у випадку руйнування зовнішньої ізолюючої оболонки різних апаратів та мереж. Відбувається руйнація через зовсім різні наслідки, це може бути просте зношування матеріалу від часу, або пошкодження від перенапруги на ЛЕП, від механічних ударів і ударів блискавки. Для уникнення руйнування струмопровідних елементів та їх ізоляції, електрообладнання має володіти певним електродинамічним опором для витримування струмів КЗ.

Всі аварійні випадки, які пов'язані з КЗ можна розділити на дві групи: коротке замикання поруч з джерелом живлення (генератор) із нескінченною потужністю та КЗ в мережах, які живляться від шин постійної напруги (системи електроживлення) [11].

При обчисленні струмів КЗ потрібно розраховувати трифазне КЗ через металевий опір, який рівний нулю, адже у ньому струми максимальні і вибрати місце, де струм, який протікає, буде максимальним. Опором комутаційних пристроїв нехтуємо, а напругу приймаємо на п'ять відсотків більшою від номінальної.

Під час розрахунку струмів КЗ застосовується розрахункова схема мережі, яка показує елементи системи та створюється еквівалентна схема заміщення на її основі. На схемах представлено точки, де потрібно розрахувати струми КЗ. Розрахункова принципова та спрощена однолінійна еквівалентна схема заміщення мережі представлена на рис. 2.2.

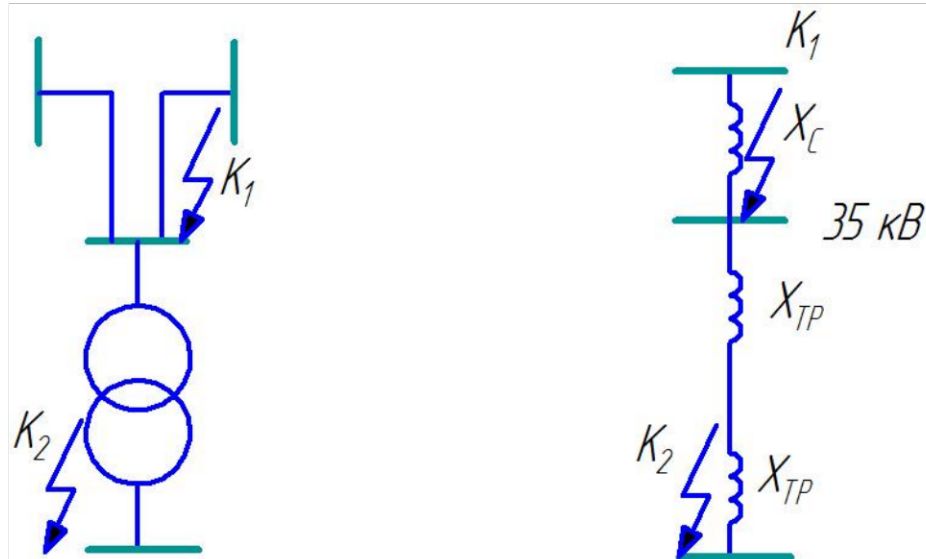


Рисунок 2.2 – Принципова та еквівалентна схема заміщення для обчислення мережі

Здійснимо обчислення струмів КЗ для сторони класу напруги 35 кВ при КЗ у точці К1.

Обчислюємо реактивний опір еквівалентованої мережі за формулою [12]:

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.ДЖ}} \cdot U_{\text{ср.н}}}; \quad (2.2)$$

$$X_c = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 12 \cdot 37} = 0,13 \text{ Ом.}$$

Обчислюємо приведені опори ліній електропередач до класу напруги 35 кВ за формулою:

$$R_{л*} = R_{л} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{ср.н}}^2}; \quad (2.3)$$

$$R_{л*} = 8,7 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,636 \text{ Ом.}$$

$$X_{л*} = X_{л} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{ср.н}}^2}; \quad (2.4)$$

$$X_{л*} = 7,98 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,583 \text{ Ом.}$$

Обчислюємо базовий струм $I_{\bar{o}}$, який становить:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}}; \quad (2.5)$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА.}$$

Обчислюємо струм КЗ у точці К1 за формулою:

$$I_{\text{к1}} = \frac{E}{\sqrt{(X_c + X_{л})^2 + R_{л}^2}} I_{\bar{o}}; \quad (2.6)$$

$$I_{\text{к1}} = \frac{1}{\sqrt{(0,13 + 0,583)^2 + 0,636^2}} \cdot 1,56 = 1,63 \text{ Ом.}$$

Для перевірки електроустановок на електродинамічну стійкість, потрібно розрахувати найбільший ймовірний миттєвий струм короткого замикання, так званий ударний струм:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{к}}^{(3)}; \quad (2.7)$$

$$i_{\text{уд.к1}} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 1,63 = 3,68 \text{ кА.}$$

де $K_{\text{уд}}$ – ударний коефіцієнт (оскільки система пов'язана з шинами повітряними лініями 35 кВ, то $K_{\text{уд}} = 1,6$).

Тепер представимо обчислення струмів КЗ для точки К2. Обчислення струмів будемо здійснювати в іменованих одиницях. При цьому опір елементів системи електропостачання ВН приводиться до НН.

В електричних мережах вище 1 кВ активним опором трансформаторів нехтують, тому обчислюємо лише реактивний опір трансформатора [13]:

$$X_m = u_{\text{к\%}} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{\text{т.ном}}}; \quad (2.8)$$

$$X_m = \frac{6}{100} \cdot \frac{100}{2,5} = 2,4 \text{ Ом.}$$

Приведений опір системи до класу напруги 10 кВ становить $X_c = 0,08 \text{ Ом}$.

Обчислюємо базовий струм I_{σ} , який становить:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp.n}}; \quad (2.9)$$

$$I_{\sigma} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

Обчислюємо струм КЗ у точці К2 за формулою:

$$I_{\kappa 1} = \frac{E}{\sqrt{(X_c + X_l + X_m)^2 + R_n^2}} I_{\sigma}; \quad (2.10)$$

$$I_{\kappa 2} = \frac{1}{\sqrt{(0,13 + 0,583 + 2,4)^2 + 0,636^2}} \cdot 5,5 = 1,73 \text{ кА.}$$

Розраховуємо сумарний реактивний та активний опори:

$$X_{\Sigma K3} = X_c^{10} + X_m + X_l; \quad (2.11)$$

$$X_{\Sigma K3} = 0,13 + 0,583 + 2,4 = 3,113 \text{ Ом.}$$

$$R_{\Sigma K3} = R_n = 0,636 \text{ Ом.} \quad (2.12)$$

Обчислюємо сталу часу аперіодичної складової струму:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}}; \quad (2.13)$$

$$T_a = \frac{3,113}{0,636} = 4,89 \text{ с.}$$

Тепер обчислюємо ударний коефіцієнт за формулою:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}; \quad (2.14)$$

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{4,89}} = 1,99 .$$

Відтак, ударний струм буде становити:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)}; \quad (2.15)$$

$$i_{y\partial.\kappa 2} = \sqrt{2} \cdot 1,99 \cdot 1,73 = 4,89 \text{ кА.}$$

2.4 Реконструкція відкритих розподільчих пристроїв 35 кВ та вибір основного обладнання

Вибір вимикачів. Вимикач – це високовольтний пристрій, за допомогою якого можна вмикати та вимикати високовольтні контури як у нормальних так і аварійних режимах.

Найскладнішою та найважливішою операцією є відключення струмів у випадку короткого замикання. Одними із таких вимикачів є вакуумні вимикачі типу ВР35НСМ Рівненського заводу комутаційної апаратури для комутації високовольтних контурів змінного струму напругою 35кВ з частотою 50 – 60 Гц при нормальній роботі пристрою та для автоматичного відключення цих контурів у випадку короткого замикання та перевантаження [14].

Автоматичні вимикачі ВР35НСМ зовнішньої установки складається з трьох полюсів із пофазновбудованими приводами та системою вимірювання. Вони використовуються у відкритих розподільних пристроях 35 кВ на трансформаторних підстанціях 35 кВ і замінюють повітряні та масляні вимикачі та відділювачі на діючих підстанціях, які вже відпрацювали свій ресурс.

Головні переваги вакуумних вимикачів:

- швидкість спрацьовування та ресурс вимикача сильно збільшений, оскільки середовище вакууму пробивається електричним струмом набагато складніше, ніж олива чи повітря. Через це відстань на яку розраховуються контакти вакуумної камери, становить до десяти міліметрів, натомість у масляних чи електромагнітних вимикачів – до двадцяти сантиметрів;
- висока надійність та низька імовірність того, що вакуумний вимикач відмовить, порівняно із оливовими чи електромагнітними вимикачама;
- ресурс на кількість відмикань номінальних струмів без ремонтів сягає 20000 циклів. Кількість відключень струмів короткого замикання сягає двохсот, що у разі перевищує характеристики повітряних та оливових вимикачів;
- середовище у якому гаситися дуга не потребує поповнення, тому експлуатаційні витрати стають меншими;

- зручна експлуатація вакуумних вимикачів полягає у їх малій масі, низькому енергоспоживанню, екологічно- та вибухобезпечній роботі порівняно з іншими типами вимикачів.

Цей вимикач може використовуватися як окремих пристрій захисту відхидних ліній електропередач, або з такими ж пристроями, що й і засіб комплексної автоматизації розподільної мережі [15].

Цей вакуумний вимикач експлуатується у помірному кліматі при температурі навколишнього середовища від $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+55\text{ }^{\circ}\text{C}$ на висоті не більше 1000 м над рівнем моря зі швидкістю вітру не більше 36 м/с.

Завдяки тому, що маса вимикача менше 90 кг, а його розміри дуже малі, то застосування цього вимикача дуже широким. Можна застосовувати не лише у відкритому виконанні, а й у приміщеннях комплектних розподільних пристроїв. Це полегшує їх застосування на об'єктах із різними типами розміщення.

Зовнішній вигляд вимикача ВР35НСМ представлено на рисунку 2.3.



Рисунок 2.3 – Зовнішній вигляд вимикача ВР35НСМ

У таблиці 2.3 представлено технічні характеристики вакуумного вимикача 35 кВ типу ВР35НСМ.

Таблиця 2.3 – Технічні характеристики вимикача ВР35НСМ

Параметр	Значення
Номинальна напруга, кВ	35
Максимальна робоча напруга, кВ	40,5
Номинальний струм відмикання, кА	12,5
Номинальний струм при частоті 50 Гц, А	630
Струм термічної стійкості протягом 3 с, кА	20
Струм електродинамічної стійкості, кА	32
Повний час відмикання, с	до 0,08
Власний час вмикання, с	до 0,1
Маса, кг	до 90

Вимикачі високої напруги вибираються за п'ятьма умовами:

1. Вибір за номінальною напругою зводиться до порівняння номінальної напруги установки та номінальної напруги установки вимикача:

$$U_{\text{ном.вимк}} \geq U_{\text{ном.уст}} ; \quad (2.16)$$

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}.$$

2. Вибір за номінальним струмом зводиться до вибору вимикача, у якого номінальний струм є найближчим великим до розрахункового струму установки, тобто має бути витримана умова:

$$I_{\text{ном.вим}} \geq I_{\text{макс.розр}} ; \quad (2.17)$$

$$I_{\text{макс.розр}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ком}}} ; \quad (2.18)$$

$$I_{\text{макс.розр}} = \frac{2409}{\sqrt{3} \cdot 35} = 40 \text{ А}; I_{\text{ном.вим}} = 630 \text{ А};$$

$$630 \text{ А} > 40 \text{ А}.$$

3. За здатністю відключати, вимикачі вибираються за максимальним відмикальним струмом, тобто струмом, який вимикач надійно розриває при короткому замиканні без пошкоджень:

$$I_{\text{к1}}^{(3)} < I_{\text{вим.в}} ; \quad (2.19)$$

$$1,63 \text{ кА} < 12,5 \text{ кА}.$$

4. Перевірка за тепловою стійкістю. Для цього перевіряють номінальний та розрахунковий тепловий імпульс:

$$B_{к.ном} \geq B_{к.розр}; \quad (2.20)$$

$$B_{к.ном} = I_{мс}^2 \cdot t_{мс}; \quad (2.21)$$

$$B_{к.ном} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{к.розр} = I_{нК1}^2 \cdot (t_{р.3} + t_{від.вим}); \quad (2.22)$$

$$B_{к.розр} = 1,63^2 \cdot (1 + 0,08) = 2,87 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$1200 \text{ кА}^2\text{с} > 2,87 \text{ кА}^2\text{с}.$$

5. Перевірка на електродинамічну стійкість при наскрізному струмі короткого замикання:

$$i_c \geq i_{yd}; \quad (2.23)$$

$$32 \text{ кА} > 3,68 \text{ кА}.$$

Бачимо, що вибраний вимикач підходить нам за усіма умовами вибору.

Вибір роз'єднувачів. У якості роз'єднувачів для сторони 35 кВ приймаємо роз'єднувачі типу РДЗ-35.

Таблиця 2.4 – Результати вибору роз'єднувачів 35 кВ

Розрахункові дані	Табличні дані
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{max л} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$
$i_{yd} = 1,63 \text{ кА}$	$i_{yd} = 108 \text{ кА}$
$B_K = 2,87 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Кном} = 48 \text{ кА}^2\text{с}$

Бачимо, що вибраний роз'єднувач підходить нам за умовами вибору.

Вибір струмоведучих частин. У якості струмопровідних елементів зі сторони класу напруги 35 кВ вибираємо гнучкі проводи. Площу поперечного перерізу вибираємо за економічною густиною струму при $J_e = 1,1 \text{ А/мм}^2$, $T_{max} = 4000 - 5000 \text{ год}$ для неізолюваних проводів.

Обчислюємо площу поперечного перерізу за максимальним значенням струму за формулою:

$$q_e = \frac{I_n}{J_e} = \frac{630}{1,1} = 572 \text{ мм}^2. \quad (2.19)$$

Оскільки провідник має великий переріз, будемо використовувати розчеплені фази, у кожній фазі будемо використовувати по два провідники типу АС-300/32. Оскільки шинипроводи виконано голими проводами на відкритому повітрі, то перевірку на термічну дію струмів КЗ здійснювати не будемо.

Вибір ОПН. Для захисту від перенапруги у на ВРП 35 кВ потрібно передбачити обмежувачі перенапруг. Ми вибираємо обмежувачі перенапруг ЗЕК7-35.

Вибір вимірювальних трансформаторів. Для обліку електричної енергії та для роботи релейного захисту необхідно передбачити вимірювальні трансформатори: трансформатори струму та напруги. Для відкритих розподільчих пристроїв 35 кВ приймаємо трансформатори струму вітчизняного виробництва ТОЛ-35. [16]. Результати вибору представлено у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Вибір трансформаторів струму 220 кВ

Умови перевірки	Розрахункові дані	Паспортні дані
$U_{уст} \leq U_{ном}$	35 кВ	35 кВ
$I_{max} \leq I_{ном}$	630 А	1200 А
$i_{дин} \geq i_{уд}$	1,63 кА	25 кА
$B_{Кном} \geq B_K$	2,87 кА ² с	50 кА ² с
$Z_2 < Z_{2ном}$	0,95 Ом	1,2 Ом

Бачимо, що вибраний трансформатор струму відповідає вимогам динамічної та термічної стійкості.

Для вимірювання напруг ми вибираємо трансформатори напруги ЗНОМ-35. Це однофазний трансформатор напруги, який заземляється, відповідно придатний для зниження високої первинної фазної напруги до значень, які придатні до вимірювань. У таблиці 2.6 репрезентовано перевірку вибору трансформатора напруги для сторони 35 кВ.

Таблиця 2.6 – Результати вибору трансформатора напруги ЗНОМ-35

Умови вибору	Розрахункові дані	Паспортні дані
Клас точності	0,5	0,5
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$35000/\sqrt{3}$ кВ	$35000/\sqrt{3}$ кВ
$S_{2\Sigma} \leq S_{\Sigma ном}$	102 ВА	600 ВА

2.5 Ретрофіт комірки КСВ-266

На підстанції встановлено збірні камери одностороннього обслуговування серії «КСВ-266», які призначені для прийому та розподілу електричної енергії трифазного змінного струму частотою 50 Гц та напругою 10 кВ в мережах з ізолюваною або заземленою через реактор нейтраллю [11].

КСВ-266 застосовуються у складі розподільчих пристроїв напругою 10 кВ при новому будівництві, розширенні, реконструкції та технічному переоснащенні таких об'єктів:

- розподільних та трансформаторних підстанцій міських електричних мереж;
- розподільних та трансформаторних підстанцій об'єктів цивільного призначення та інфраструктури;
- розподільчих підстанцій підприємств легкої промисловості;
- тягових підстанцій міського електричного транспорту та метрополітену;
- низьких підстанцій 35 – 110/6 – 10 кВ та 6 – 10/0,4 кВ розподільчих мереж [12].

Загальний вигляд та особливості конструкції камери КСВ-266 представлено на рисунку 2.4.

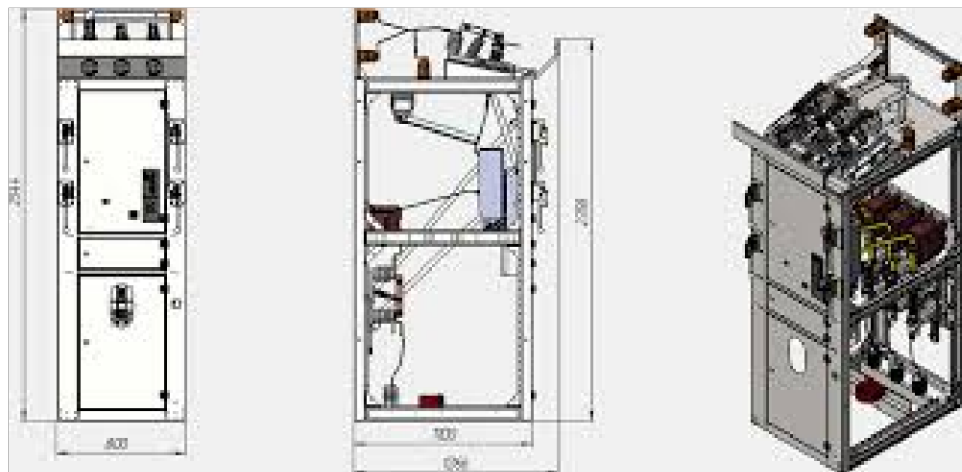


Рисунок 2.4 – Загальний вигляд комірки КСВ-266

Комірка КСВ розділена на чотири секції:

- зона високої напруги;
- кабельна зона;

- зона низької напруги;
- зона збірних шин.

Збірні шини закриваються з фасаду захисним екраном з оглядовими вікнами, а на крайніх камерах встановлюються бічні захисні екрани. Габаритні розміри камери істотно менші за габаритні розміри камер інших серій, при цьому висота кабельного відсіку забезпечує зручність проведення роботи в ньому.

Основні показники комірки КСВ-266 представлено у таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Основні показники комірки КСВ-266

Назва параметра	Значення
Номинальна напруга, кВ	10
Найбільша робоча напруга, кВ	12
Номинальний струм, А	
- збірних шин	630
- головних ланцюгів	630
Номинальний струм відключення вимикача, кА	20
Номинальний струм термічної стійкості (3 сек), кА	20
Струм електродинамічної стійкості, кА	51
Номинальна напруга допоміжних цілей,	
- змінного оперативного струму	220
- постійного оперативного струму	220
- на потреби освітлення всередині камер	36
- контури освітлення зовні камер	220
- контури трансформаторів власних потреб	380
Габарити камер, мм	
- висота (зі збірними шинами)	3085
- глибина (в основі) 1200	1200
- ширина	1000
Маса, кг	240 – 750

У таблиці 2.8 представлено типи обладнання, яке застосовується в комірці типу КСВ-266

Таблиця 2.8 – Типи обладнання комірок типу КСВ-266

Назва обладнання	Тип
Вакуумні вимикачі	ВВ/TEL -10
Трансформатори струму	ТПОЛ-10, ТЛО-10
Трансформатори напруги	ЗНОЛ, ЗНОЛП, НАМИ 10
Трансформатори струму нульової послідовності	ТЗЛМ-1, ТЗЛКР
Роз'єднувачі	РВЗ-10, РВФЗ-10
Заземлювачі	ЗР-10

Трансформатори власних потреб	ТМ-40, ТСКС-40
Запобіжники	ПКН, ПКТ10
Обмежувачі перенапруги	ОПН
Релейний захист	Мікропроцесорний

Аналізуючи схему розподільчих пристроїв 10 кВ бачимо, що у різних комірках є наявні дещо різні комплекти обладнання, тому комірки будуть комплектуватися залежно від функціональних потреб комірки.

Рисунок видалено керівником кваліфікаційної роботи з ціллю енергетичної безпеки України

Рисунок 2.5 – Принципова схема електричних з'єднань розподільчих пристроїв підстанції «Доброгостів»

На рисунку 2.5 представлено модернізовану схему електричних з'єднань розподільчих пристроїв електричної підстанції 35/10 кВ «Доброгостів».

3 МОДЕРНІЗАЦІЯ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

3.1 Вибір елементів релейного захисту

Релейний захист комірок КСВ-266 здійснювався із використанням електромеханічних апаратів. Ми ж пропонуємо модернізувати цей захист та використати у камерах КСВ-266 мікропроцесорний захист. Для заміни старого механічного захисного реле буде встановлено сучасний мікропроцесорний пристрій, який встановлює автоматизацію, контроль та керування з'єднаннями.

Ми пропонуємо вибрати мікропроцесорний пристрій захисту, автоматики, контролю та керування, зокрема МРЗЛ-05Л. Цей пристрій містить усі сучасні захисти та автоматику для забезпечення якісної та безперебійної електроенергії. Зовнішній вигляд пристрою представлено на рис. 3.1



Рисунок 3.1 – Зовнішній вигляд пристрою МРЗЛ-05Л

Пристрій має п'ять функцій, які налаштовуються, реєстратор аварійної тривоги для струмових осцилограм, реєстратор дискретних сигналів, п'ять вільнопрограмованих входів, шість виходів, шість індикаторів.

Цей пристрій може виконувати такі функції [17]:

- забезпечує контроль та вимірювання таких величин:
 - ✓ фазних струмів частотою 50 Гц із номінальним значенням $I_H = 5$ А у межах від $0,1 - 30 I_H$;
 - ✓ струму нульової послідовності від 0,01 до 2 А.
- функції релейного захисту:
 - ✓ триступеневий максимальний струмовий захист за двома варіантами:
 - триступеневий МСЗ із витримкою часу, яка залежить від струму;
 - триступеневий МСЗ, коли перший і третій ступені із незалежної від струму витримкою часу, а другий ступінь – із затримкою, що залежить від струму (має властивості РТ-80).
 - ✓ одноступеневий захист зворотної послідовності, який реагує на струм зворотної послідовності;
 - ✓ захист від замикань на землю струмом $3I_0$, працює із витримкою або без витримки на відмикання або сигнал;
 - ✓ пристрій резервування для несправностей автоматичного вимикача, який запускається при спрацюванні МСЗ на вимкнення або через дискретний вхід.
- функції автоматики [18]:
 - ✓ керування вимикачем. Вимикач вмикається та вимикається як пристроєм, так і через дискретний імпульсний вхід. Якщо з'являється команда на розмикання вимикача, то сигнал замикання блокується;
 - ✓ автоматичне прискорення МСЗ другого та третього ступенів ініціюється командою на включення вимикача;
 - ✓ одноразове автоматичне повторне включення (АПВ). АПВ запускається від МСЗ Якщо на цифровому вході є сигнал блокування, то АПВ забороняється. Якщо він зникне, то АПВ деактивується;

✓ автоматичне частотне розвантаження (АЧР). Якщо на цифровому вході з'являється сигнал «АЧР», вимикач вимикається. Коли сигнал на вході зникає, то починається запуск АПВ.

- дискретний реєстратор сигналів:
 - ✓ 100 останніх аварійних випадків;
 - ✓ до 50 записів у кожній аварії;
 - ✓ фіксація максимальних струмів.
- кількість входів, виходів показників:
 - ✓ дискретних входів – 5;
 - ✓ дискретних релейних виходів – 6;
 - ✓ світлодіодних індикаторів – 6.

Усі входи, виходи, а також дисплеї легко програмуються.

Усі налаштування надаються за замовчуванням. Забезпечується введення та виведення від спрацьовування усіх захисних пристроїв або їх окремих ступенів. Три кнопки легко програмовані. Можна працювати із зовнішнім комп'ютером через з'єднання *USB*. Інтерфейс *RS 485* призначений для роботи пристрою у локальній мережі. Доступний у 2-х версіях з переднім або заднім підключенням. Пристрій працює як на постійному, так і на змінному оперативному струмі, а також резервне живлення струмів КЗ [19].

3.2 Обчислення уставок релейного захисту ЛЕП 10 кВ

У якості модернізації захисту ліній електропередач 10 кВ використаємо максимальний струмовий захист. Для електричних мереж 10 кВ максимальний струмовий захист виконується у двофазному виконанні, зокрема трансформатори струму встановлюють тільки у дві фази, а тому, можна застосувати схеми з'єднання трансформаторів струму «різниця струмів двох фаз» або ж «неповна зірка».

Розраховуємо максимальне значення робочого струму для фідерів, на прикладі фідера № 22-03 [19]:

$$I_{P.МАКС} = \frac{P_D(P_B)}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} ; \quad (3.1)$$

$$I_{P.МАКС} = \frac{421}{\sqrt{3} \cdot 10} = 24,3 \text{ А},$$

де $U_{НОМ}$ – номінальна напруга мережі.

Розраховуємо значення струму для спрацювання максимального струмового захисту:

$$I_{C.3} = \frac{K_H \cdot K_{C.3.Д.}}{K_B} \cdot I_{P.МАКС.} ; \quad (3.2)$$

$$I_{C.3} = \frac{1,3 \cdot 2}{0,95} \cdot 24,3 = 66,5 \text{ А}.$$

де K_H – коефіцієнт надійності; $K_{C.3.Д.}$ – коефіцієнт, що враховує самозапуск двигунів; K_B – коефіцієнт повернення.

Розраховуємо значення струму спрацювання реле за формулою:

$$I_{C.P.} = \frac{I_{C.3.}}{n_{Т.Т.}} \cdot K_{C.X.} ; \quad (3.3)$$

$$I_{C.P.} = \frac{66,5}{20} \cdot 1 = 3,32 \text{ А},$$

де $K_{C.X.}$ – коефіцієнт схеми (для з'єднання за схемою «різниця струмів двох фаз» $K_{C.X.} = 3,0$, а при з'єднанні трансформаторів струму у «неповну зірку» $K_{C.X.} = 1,0$); $n_{Т.Т.}$ – коефіцієнт трансформації трансформаторів струму.

Враховуючи стандартний ряд дискретності уставок струму спрацювання релейного захисту, для захисту лінії електропередачі 10 кВ на фідері № 22-03, необхідно провести вибір найближчого більшого струму уставки $I_{УСТ} = 5 \text{ А}$.

Розраховуємо уточнений струм спрацювання релейного захисту:

$$I'_{C.3.} = \frac{I_{УСТ} \cdot n_{Т.Т.}}{K_{C.X.}} , \quad (3.4)$$

$$I'_{C.3.} = \frac{5 \cdot 20}{1} = 100 \text{ А}.$$

Захист трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ на іншій стороні лінії 10 кВ буде забезпечуватися запобіжниками ПКТ-10. Номінальні струми плавких вставок вибираються залежно від потужності трансформаторів. Відтак, необхідно узгодити максимальний струмовий захист лінії 10 кВ із роботою запобіжників трансформаторних підстанцій.

Для визначення часу спрацювання максимального струмового захисту ліній електропередач 10 кВ та узгодження її із часом спрацювання запобіжників трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ необхідно відтворити карту узгодження захистів мережі, де на осі абсцис відкладаються струми КЗ, а на осі ординат – тривалості роботи захистів.

Коли закінчили створення захисної характеристики запобіжника, через точку ($I_{КЗ} = 1730$ А, $t_{зп} = 0,03$ с), яка відповідає струму короткого замикання на шинах 10 кВ, рисують пряму, яка паралельна до осі ординат. Перетин прямої із характеристикою запобіжника визначає його час спрацювання $t_{зп}$ (рис. 3.2).

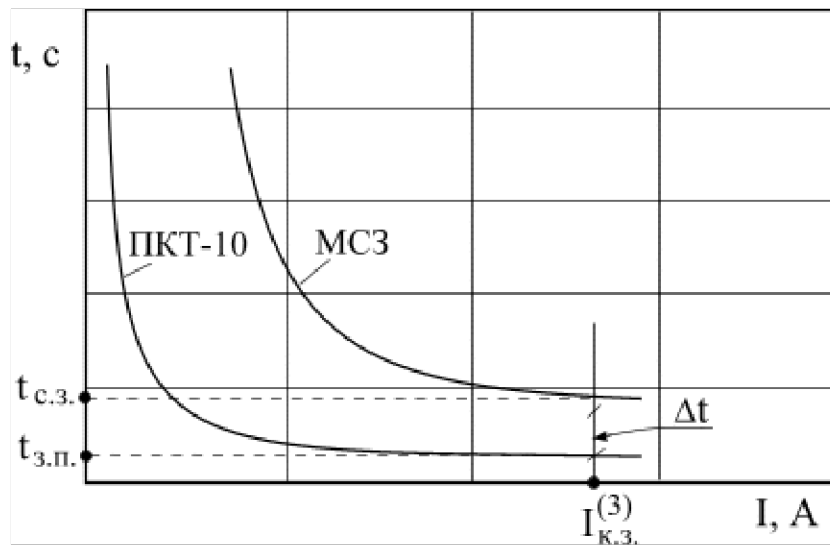


Рисунок 3.2 – Карта узгодження тривалості спрацювання максимального струмового захисту та запобіжників підстанції 10/0,4 кВ [19]

Для пришвидшення дії захисту ліній електропередач, максимальний струмовий захист можна доповнити струмовою відсічкою, яку використовують для швидкого вимикання аварійної ділянки при короткому замиканні у тій чи іншій зоні. Для здійснення відналаштувань за струмом ΔI від захисту наступної ділянки, обирають відповідний коефіцієнт надійності k_H .

Обчислюємо струм спрацювання, який забезпечує селективність струмової відсічки за формулою:

$$I_{CB} \geq k_H I_{K3\max}^{(3)} ; \quad (3.5)$$

$$I_{CB} \geq 1730 \cdot 1,3 = 2249 \text{ А},$$

де k_H – коефіцієнт надійності; $I_{K3\max}^{(3)}$ – максимальне значення струму трифазного короткого замикання в місці встановлення найвіддаленішого від джерела живлення комплексу релейного захисту;

Умова, яка має виконуватися задля відналаштування струмової відсічки від кидка намагнічувальних струмів трансформаторів виглядає так:

$$I_{CB} \geq 0,25 \Sigma S_{VCT} ; \quad (3.6)$$

$$I_{CB} \geq 0,25 \cdot 442 = 110,5 \text{ А},$$

де ΣS_{VCT} – повна потужність, яка передається через фідер.

Розраховуємо значення струму спрацювання реле для струмової відсічки за формулою:

$$I_{C.PB} \geq \frac{k_{CX}}{k_{TP}} I_{CB} ; \quad (3.7)$$

$$I_{C.PB} \geq \frac{1}{20} \cdot 2500 = 112,5 \text{ А}.$$

де I_{CB} – одна із більших величин.

Розраховуємо уточнений первинний струм спрацювання (струм відсічки):

$$I_{C.3B} = \frac{k_{TP}}{k_{CX}} I_{VCT} ; \quad (3.8)$$

$$I_{C.3B} = \frac{20}{1} \cdot 110 = 2200 \text{ А}.$$

Розраховуємо коефіцієнт чутливості відсічки за формулою:

$$k_{CB} = \frac{I_{K3\min}}{I_{C.3B}} \geq 2 ; \quad (3.9)$$

$$k_{CB} = \frac{819,9}{2200} = 0,37 \leq 2 ,$$

де $I_{K3\min}$ – мінімальне значення струму короткого замикання на початку лінії.

Аналізуючи отримані результати бачимо, що застосування струмової відсічки є недоцільним.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

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 електромонтера 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 знаходиться у допустимих межах [20].

4.1 Структурно-функціональний аналіз виникнення небезпечних ситуацій

Розробка заходів по запобіганню аварійних і травмонебезпечних 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, який працює безпосередньо обслуговуючи елементи електричних мереж та диспетчера електричних мереж [21].

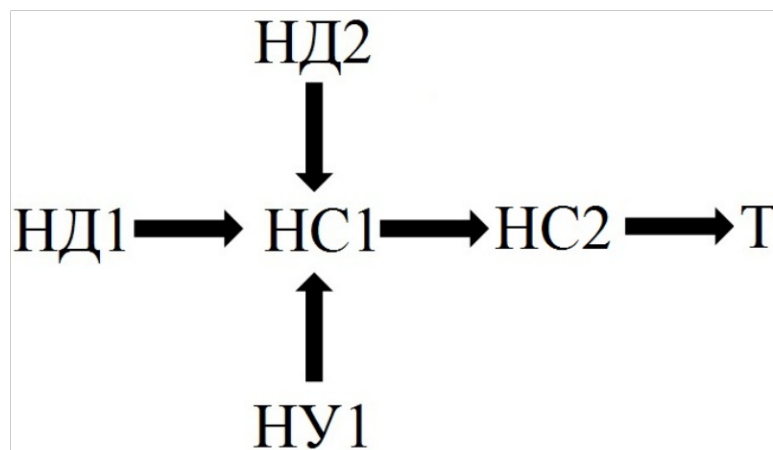


Рисунок 4.1 – Аналіз процесу формування небезпечної ситуації при монтажі трансформаторної підстанції: НУ1 – небезпечна умова (монтажник знаходиться під стрілою крана); НД1 – небезпечна дія (нехтування правилами ТБ); НД2 – небезпечна дія (користування невідповідним інструментом); НС1 – небезпечна ситуація (обрив тросу); НС2 – небезпечна ситуація (монтажник без захисної каски); Т – травма.

На рисунку 4.1 представлено схему аналізу процесу формування небезпечної ситуації при проведенні монтажу трансформаторної підстанції. 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 встановленні залізобетонної опори. Бачимо, що при виникненні усіх описаних чинників виникне травма. У даному випадку основними заходами запобігання небезпечної ситуації є організація постійного контролю за дотриманням правил техніки безпеки.

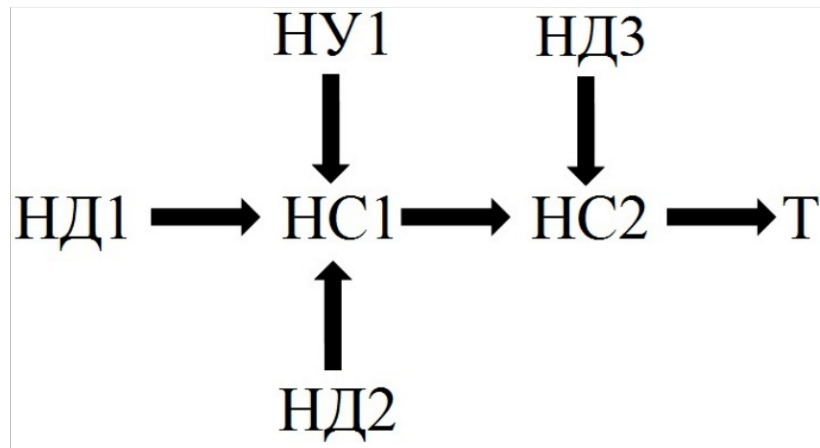


Рисунок 4.2 – Аналіз процесу формування небезпечної ситуації при встановленні залізобетонної опори: НУ1 – небезпечна умова (монтажник знаходився на небезпечної відстані від бура); НД1 – небезпечна дія (монтажник не вдів захисні рукавиці); НД2 – небезпечна дія (пошкоджений обмежувальний захист бура); НС1 – небезпечна ситуація (пошкодження руки монтажника); НД3 – небезпечна дія (пошкоджений пристрій аварійної зупинки бура); НС2 – небезпечна ситуація (монтажника затягнуло буром); Т – травма.

4.2 Правила безпеки праці електромонтера при монтажі елементів електричних мереж

Під час роботи електромонтер зобов'язаний: утримувати обладнання в технічно-справному стані; використовувати безпечні прийоми праці; користуватися спецодягом та іншими засобами індивідуального захисту за їх призначенням; не допускати на своє робоче місце сторонніх осіб; не виконувати ро-

боти, не передбачені змінним завданням; за необхідності правильно застосовувати засоби індивідуального та колективного захисту; відрегулювати рівень освітленості робочого місця; звертати увагу на поведінку інших працівників, стан їх здоров'я, застосування ними безпечних прийомів праці, дотримання вимог виробничої санітарії та пожежної безпеки; вести затверджену у встановленому порядку технічну і оперативну документацію. Електромонтер, який користується в процесі основної роботи вантажопідійомними механізмами, електро- та пневмоінструментом, заточувальними і свердлильними верстатами, а також виконує роботи, пов'язані з підвищеною небезпекою, повинен пройти додаткове навчання, здати іспит з улаштування та експлуатації цього обладнання чи інструменту. Під час роботи не допускаються сторонні розмови, протягом робочого дня потрібно дотримуватися встановлених перерв у роботі згідно з затвердженими на підприємстві правилами внутрішнього трудового розпорядку. Забороняється: працювати при недостатньому освітленні; курити в приміщеннях; залишати без нагляду електронагрівальні прилади.

Під час роботи в електроустановках без зняття напруги на струмовідних частинах або поблизу від них необхідно дотримуватися таких вимог: огородити розташовані поблизу робочого місця струмовідні частини, що перебувають під напругою, і до яких можливий дотик; працювати в діелектричному взутті або стоячи на діелектричному килимку; застосовувати інструмент з ізолювальними рукоятками, чи користуватися діелектричними рукавицями; тримати ізолювальні частини засобів захисту за рукоятки до обмежувального кільця; користуватися тільки сухими і чистими ізолювальними частинами засобів захисту з непошкодженим лаковим покриттям; не торкатися ізоляторів електроустановки, що перебуває під напругою, без застосування електрозахисних засобів; не працювати у зігнутому стані, якщо у разі випрямлення відстань до струмовідних частин буде меншою, ніж передбачена нормами; не застосовувати металевих драбин, не працювати стоячи на ящиках або інших сторонніх предметах; під час наближення грози припинити всі роботи на повітряних лініях електропередавання, відкритому та закритому розподільчому устаткуванні, на вводах з комунікаційною апаратурою безпосередньо з'єднаною з повітряними лініями; під

час снігопаду, дощу, туману не допускається виконання робіт, які вимагають застосування захисних ізолювальних засобів. Після закінчення ремонтних робіт електромонтер зобов'язаний у присутності працівників, які працюють на обладнанні, перевірити його справність і передати його в роботу. Електромонтер забезпечує утримання робочого місця в порядку і чистоті, стежить за чистотою повітря в приміщенні, не допускає утворення протягів. Електромонтер бере участь у виконанні приписів органів державного нагляду за охороною праці, служби охорони праці підприємства за напрямом своєї діяльності [22].

4.3 Розрахунок освітлення у диспетчерській

Природне освітлення має бути боковим та одностороннім. Для уникнення засліплюючої дії сонячних променів найкраще, коли вікна зорієнтовані на північний схід. Коефіцієнт природної освітленості (КПО) має бути не нижче 1,5 % згідно з ДБН В.2.5-28-2006 «Державні будівельні норми України. Інженерне обладнання будинків і споруд. Природне і штучне освітлення». Для забезпечення відносної постійності природного освітлення незалежно від погодних умов необхідно вікна обладнати сонцезахисними регульованими жалюзіями або світлорозсіювальними шторами з коефіцієнтом відбиття 0,5 – 0,7.

Природне освітлення нормується КПО або e :

$$КПО = e = E_{ВН} / E_{ЗОВ} \cdot 100, \quad (4.1)$$

де $E_{ВН}$ – внутрішня природна освітленість у приміщенні; $E_{ЗОВ}$ – зовнішня природна освітленість.

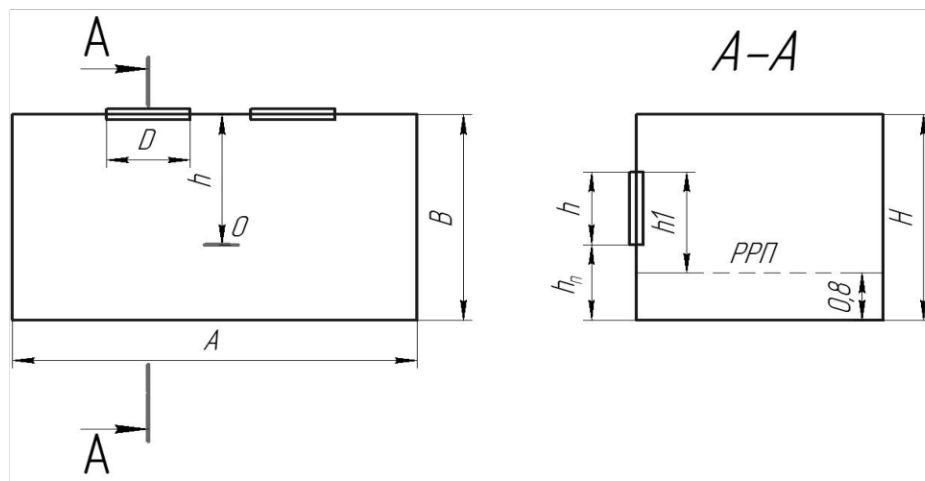


Рисунок 4.3 – Схема розрахунку природного освітлення

Параметри для розрахунку природного освітлення: вид освітлення – природне; висота приміщення (Н) – 2,50 м; довжина приміщення (А) – 4,00 м; глибина приміщення (В) – 3,00 м; природне освітлення для виробничих приміщень: $e = 2,0 \%$; коефіцієнт світлового клімату $m = 1,0$; коефіцієнт сонячного клімату $c = 0,75$.

Визначаємо нормативний коефіцієнт природного освітлення e_n :

$$e_n = e \cdot m \cdot c, \quad e_n = 2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,75 = 1,5 \% \quad (4.2)$$

Визначається відношення довжини приміщення А до глибини В

$$\frac{A}{B} = \frac{4,00}{3,40} = 1,17. \quad (4.3)$$

Відношення В до відстані від рівня умовної робочої поверхні до верху вікна h_1 . Це відношення приймаємо таким як попереднє, оскільки ми хочемо забезпечити відповідне освітлення на максимальній відстані від вікна. На основі цих відношень детермінується світлова характеристика вікна $\eta_B = 11,0$.

Детермінуємо значення загального коефіцієнта пропускання світла:

$$\tau_0 = \tau_1 \cdot \tau_2 \cdot \tau_3 \cdot \tau_4, \quad \tau_0 = 0,7 \cdot 0,8 \cdot 0,7 \cdot 0,6 = 0,24. \quad (4.4)$$

де τ_1 – коефіцієнт, що враховує характер установки скла ($\tau_1 = 0,7$); τ_2 – коефіцієнт, що враховує витрати світла у віконних переплетах світлового отвору ($\tau_2 = 0,8$); τ_3 – коефіцієнт, що враховує витрати світла від ступеня забрудненості ($\tau_3 = 0,7$); τ_4 – коефіцієнт, що враховує витрати світла в несучих конструкціях залежно від матеріалу ($\tau_4 = 0,6$) [22].

Розраховуємо відношення відстані розрахункової точки від зовнішньої стінки L_{PT} до глибини кімнати В

$$\frac{L_{PT}}{B} = \frac{1,5}{3,4} = 0,44. \quad (4.5)$$

Визначаємо: $\rho_{ст} = 68 \%$ – коефіцієнт відбиття стін; $\rho_c = 75\%$ – коефіцієнт відбиття стелі; $\rho_n = 50 \%$ – коефіцієнт відбиття підлоги; $S_{ст}$ – площа стін; S_c – площа стелі; S_n – площа підлоги;

$$\begin{aligned} S_{cm} &= (4,00 \cdot 2,20) \cdot 2 + (3,00 \cdot 2,20) \cdot 2 = 30,80 \text{ м}^2; \\ S_c &= 4,00 \cdot 3,00 = 12 \text{ м}^2; \quad S_n = 4,00 \cdot 3,00 = 12 \text{ м}^2. \end{aligned} \quad (4.6)$$

Визначаємо середньозважений коефіцієнт відбиття у приміщенні

$$e_{CEP} = \frac{\rho_{cv} \cdot S_{cv} + \rho_c \cdot S_c + \rho_{\Pi} \cdot S_{c\Pi}}{S_{cv} + S_c + S_{c\Pi}} = \frac{0,68 \cdot 30,8 + 0,75 \cdot 12 + 0,50 \cdot 12}{30,8 + 12 + 12} = 0,62\%. \quad (4.7)$$

За площею підлоги приміщення із урахуванням раніше визначених параметрів детермінується площа світлових отворів (вікон)

$$S_B = \frac{e_H \cdot \eta_{cB} \cdot K_{np} \cdot S_{\Pi}}{100 \cdot \tau_0 \cdot r_1} = \frac{2,0 \cdot 17,0 \cdot 1,4 \cdot 12}{100 \cdot 0,24 \cdot 1,17} = 20,33, \quad (4.8)$$

де r_1 – коефіцієнт при боковому односторонньому освітленні.

Визначається фактичне значення e_{Φ} :

$$e_{\Phi} = \frac{\tau_0 \cdot S_B \cdot r_1}{S_{\Pi} \cdot \eta_B \cdot K_{np}} \cdot 100\% = \frac{20,33 \cdot 0,24 \cdot 1,17}{12 \cdot 17,0 \cdot 1,4} \cdot 100 = 1,8752 \approx 2,0\%. \quad (4.9)$$

Для розрахунку штучного освітлення застосовуємо метод питомої потужності: значення освітленості на поверхні робочого столу у зоні розміщення документів згідно ДБН В.2.5-28-2006 має становити 300 – 500 лк.

Метод питомої потужності дозволяє визначити потужність кожної лампи для створення у приміщенні нормованої освітленості:

$$P_{\Lambda} = \frac{p \cdot S}{N} = \frac{30 \cdot 12}{3} = 120 \text{ Вт}, \quad (4.10)$$

де p – питома потужність, Вт/м²; S – площа приміщень, м²; N – число ламп в освітлювальній установці, Вт.

Згідно здійснених розрахунків, робимо висновки, що фактичне значення природного та штучного освітлення, у приміщенні, відповідає нормативному за нормами ДБН В.2.5-28-2006 «Державні будівельні норми України. Інженерне обладнання будинків і споруд. Природне і штучне освітлення».

4.4 Охорона довкілля

Безперервне зростання енергоспоживання та розвиток електроенергетики диктують підвищення вимог до надійності, якості та екологічної безпеки електричних мереж.

Вивченню впливу повітряних ліній електропередавання (ПЛ), кабельних ліній (КЛ) і електричних підстанцій (ПС) на людину й навколишнє середовище, а також питанням їхньої електромагнітної сумісності в останні десятиліття надається велике значення. Це зумовлено наступними чинниками [22]:

- у ході розвитку мегаполісів електричні мережі виявилися щільно інтегрованими в міську інфраструктуру;

- у багатьох країнах відроджується інтерес до ліній електропередавання надвисокої напруги (НВН) і ультрависокої напруги (УВН), підвищений негативний вплив яких на навколишнє середовище очевидний;

- новітні дослідження в медицині і біології відкрили нові суттєві зв'язки в системі біологічний об'єкт – техніка – середовище, які мають бути врахованими в роботі електроенергетичного комплексу.

Тому в разі проектування нових ліній електропередавання (ЛЕП) або реконструкції існуючих ЛЕП мають бути врахованими всі наслідки перебування обслуговуючого персоналу та населення в полях, утворюваних ЛЕП і ПС, у тому числі – віддалені.

Фактори впливу повітряних ліній, що підлягають нормуванню.

Основними факторами впливу ПЛ на оточуюче середовище є:

- електромагнітне поле (ЕМП), що характеризується напруженістю електричного поля (ЕП), напруженістю магнітного поля (МП) і щільністю об'ємного заряду іонів, створюваних короною проводів та арматури ПЛ. Ці характеристики ЕМП біологічно значимі і підлягають нормуванню як виробничими, так і гігієнічними документами з урахуванням їхньої комбінованої дії.

- акустичний шум, створюваний у населеній місцевості ПЛ високої і надвисокої напруги [23].

Для кожного із зазначених факторів впливу нормативними документами встановлено критерії оцінки його шкідливого впливу на людину і визначено принципи нормування та заходи щодо захисту.

Питаннями нормування електромагнітних полів, що впливають на персонал і населення, займаються багато міжнародних організацій, такі, як Все-

світня організація охорони здоров'я (ВОЗ), Міжнародна електротехнічна комісія (МЕК), Міжнародний комітет із захисту від неіонізуючих випромінювань (ICNIRP), Європейський комітет з нормування у галузі електротехніки (CENELEC), Комісії європейського союзу (CEU). В Україні питаннями нормування електромагнітних полів, що впливають на персонал і населення, займаються Міністерство охорони здоров'я України (МОЗ України), Комітет з питань гігієнічного регламентування МОЗ України, Державна установа «Інститут гігієни та медичної екології ім. О.М. Марзєєва», Національний університет біоресурсів та природокористування (НУБІП) тощо.

Особливістю ПЛ змінного струму є відсутність об'ємного заряду іонів біля поверхні землі: об'ємний заряд пульсує поблизу проводів, що коронують, не досягаючи землі. На ПЛ постійного струму, навпаки, весь простір між проводами ПЛ і землею заповнено об'ємним зарядом, що рухається під дією ЕП до поверхні землі, утворюючи струм іонів.

Відомо, що уніполярні іонні струми:

- істотно збільшують напруженість ЕП біля поверхні землі;
- збільшують концентрацію позитивних і негативних іонів біля землі;
- сприяють накопиченню електричних зарядів на великих ізольованих об'єктах, що перебувають поблизу ПЛ (наприклад, на транспортних засобах і механізмах на гумових колесах).

В Україні ПЛ постійного струму відсутні (виняток – ПЛ напругою ± 400 кВ «Волзька ГЕС – Донбас» (нині виведена з експлуатації)).

Таким чином, на ПЛ змінного струму нормуванню підлягають напруженість ЕП і напруженість (або індукція) МП, а на ПЛ постійного струму додатково потрібно нормувати щільність струму іонів. Вимірювання щільності іонного струму зручно використовувати як непрямий метод для визначення концентрації аероіонів, біологічну активність яких підтверджено експериментами.

Акустичний шум від ПЛ НВН і УВН, викликаний коронним розрядом на проводах, може бути дратівливим для населення (особливо у вологу погоду). Тому в ряді країн уведено обмеження на акустичний шум, утворюваний ПЛ УВН.

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ

5.1 Оцінка капітальних вкладень у реконструкцію

Метод укрупнених показників вартості вважається одним із точних способів розрахунку витрат при реконструкції електричних підстанцій, точність якого становить від 10 до 15 відсотків.

Для проведення реконструкції електричної підстанції «Доброгостів» необхідно здійснити такий перелік робіт [24]:

- заміна двох силових трансформаторів;
- демонтаж двох роз'єднувачів 35 кВ;
- встановлення двох вакуумних вимикачів 35 кВ;
- демонтаж одного секційного та двох ввідних оливових вимикачів;
- встановлення трьох вакуумних вимикачів 10 кВ;
- демонтаж у комірках КСВ дев'яти оливових вимикачів;
- встановлення у комірках КСВ дев'яти вакуумних вимикачів та дев'яти мікропроцесорних пристроїв релейного захисту та автоматики.

Показники вартості комірки вимикача включають:

- обладнання – 60 %;
- релейний захист, кабелі, панелі в ОПУ – 22 %;
- ошиновка, портали, будівельні та монтажні роботи – 18 %.

У таблиці 5.1 представлено вартості робіт із демонтажу електротехнічного обладнання підстанції.

Таблиця 5.1 – Обчислення вартості демонтажу старого обладнання електричної підстанції

	Тип обладнання	Кількість, шт	Вартість, грн	Загальна вартість, грн
1	Трансформатор ТН 1600/35	2	13640	27280
2	Роз'єднувач 35 кВ	2	1140	2280
3	Ввідний масляний вимикач 10 кВ	2	1140	2280
4	Секційний оливовий вимикач 10 кВ	1	1140	1140
5	Вимикач оливовий 10 кВ	8	1140	9120
6	Всього			42100

7	Коефіцієнт переведення цін на 2024 рік для будівельно-монтажних робіт		5,63	237023
Всього				237023

У таблиці 5.2 представлено розрахунок вартості реконструкції підстанції 35 кВ «Доброгостів»

Таблиця 5.2 – Розрахунок вартості реконструкції ПС 35 «Доброгостів»

	Тип обладнання	Кількість, шт	Вартість, грн	Загальна вартість, грн
1	Трансформатор ТМН-2500/35	2	720000	1440000
2	Вимикач вакуумний 35 кВ ВР35НСМ	2	380000	760000
3	Вимикач вакуумний ввідний 10 кВ ВВ/TEL -10	2	40000	80000
4	Вимикач вакуумний секційний 10 кВ ВВ/TEL -10	1	40000	40000
5	Вимикач вакуумний ВВ/TEL -10	8	94000	752000
6	МРЗС-05Л	8	25500	204000
7	Вартість демонтажу старого обладнання			237023
6	Всього			7026000
7	Вартість реконструкції супутніх витрат у розмірі 26 %		1,26	8852000
Всього				8852000

Аналізуючи таблицю 5.2 бачимо, що приблизна вартість реконструкції електричної підстанції становить 8 582 тис. грн.

5.2 Визначення ефективності інвестицій

Визначення ефективності інвестицій полягає в описі очікуваних економічних результатів залежно від запланованих капітальних вкладень. Ефективність інвестиційних проектів залежить від таких показників:

- індекс прибутковості (*ІП*);
- чистий дисконтний дохід (*ЧДД*) або економічний ефект;
- термін окупності (*T_{ок}*);
- внутрішня норма прибутковості (*ВНП*).

$$ЧДД = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \cdot \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (5.1)$$

де Z_t – затрати (капітальний вклад і поточні витрати); R_t – доходи, що досягаються на t -му кроці розрахунків; t – номер кроку обчислень; E – норма дисконту.

Для здійснення різних витрат, ефектів та результатів застосовується норма дисконту (E), що рівна прийнятій для інвестора нормі прибутку на капітал.

Визначаємо норму дисконту для обчислення дисконтного доходу за формулою:

$$E = \left(\frac{1+t}{1+i} \right) + p, \quad E = \left(\frac{1+8,25}{1+0,065} \right) + 0,06 = 0,078 \%. \quad \text{Приймаємо } E = 10 \%, \quad (5.2)$$

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

Визначаємо чистий дисконтний дохід:

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

Відношення суми приведених ефектів до величини капіталовкладень називається індексом прибутковості (III) визначається так:

$$III = \frac{1}{K} \sum_{t=0}^T \frac{R_t - Z_t}{(1+E)^t}; \quad (5.3)$$

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

Якщо: $ЧДД > 0$, $III > 1$, то проєкт ефективний [25].

Час за який виробничі надходження підприємства покривають затрати на інвестиції називається терміном окупності проєкту (T_{OK}). Термін окупності вимірюється у роках або місяцях.

Затрати, що пов'язані з проведенням проекту, можна розрахувати з врахуванням дисконтування або без нього. Відтак, у результаті одержимо два різних терміни окупності. Термін окупності рекомендовано розраховувати із використанням дисконтування.

$$T_{OK} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \cdot \frac{1}{(1+E)^t}. \quad (5.4)$$

У таблиці 5.3 представлено результати обчислень терміну окупності проекту реконструкції підстанції.

Таблиця 5.3 – Обчислення терміну окупності проекту

Назва показника	Роки								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Інвестиції, тис.грн.	8852000	0	0	0	0	0	0	0	0
ДД, тис.грн.	0	1106255	100567	914260	831147	686897	624453	567683	516077
ДД зі зростаючим результатом, тис.грн.	0	67583	135165	202748	270330	337914	405495	473079	540660
ПП		0,17	0,35	0,52	0,7	0,86	1,06	1,23	1,39

Проаналізувавши таблицю 5.3 можемо бачимо, що термін окупності проекту реконструкції складає 6 років, оскільки починаючи з 6-го року $PP > 1$.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі розв'язано завдання із покращання надійності електроживлення села Доброгостів, шляхом здійснення реконструкції живильної електричної підстанції. Отримані в роботі результати узагальнимо такими висновками.

1. Здійснено характеристику електричної підстанції 35/10 кВ «Доброгостів», зокрема представлено детальний опис підстанції та її елементів. Розкрито питання використання поняття «ретрофіт» під час реконструкції підстанції та здійснено обґрунтування реконструкції згаданої підстанції.

2. Представлено розрахунок потужності навантаження з урахуванням п'ятирічної перспективи та вибрано нові трансформатори. Проведено розрахунок струмів короткого замикання на основі якого вибрано основне обладнання розподільчих пристроїв 35 кВ. Для реконструкції розподільчих пристроїв 10 кВ використано поняття «ретрофіту» електричних комірок підстанції. Розроблено модернізовані електричні схеми розподільчих пристроїв.

3. Для реконструкції системи релейного захисту, запропоновано використовувати мікропроцесорний релейний захист на основі пристрою МРЗЛ-05Л. Для прикладу, представлено обчислення та вибору установок релейного захисту ліній електропередач 10 кВ.

4. Також, у кваліфікаційній роботі проведено аналіз виникнення небезпечних ситуацій під час монтажу трансформаторних підстанцій, розкрито питання безпеки праці електромонтерів та здійснено розрахунок освітлення у диспетчерській. Окрім цього розкрито питання охорони довкілля.

5. На основі запропонованої модернізації здійснено оцінку капітальних вкладень у реконструкцію електричної підстанції та визначення ефективності інвестицій.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Казанський С. В., Матеєнко Ю. П., Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник. Київ: Вид-во «Політехніка», 2017. 456 с.
2. Лук'яненко Ю. В., Остапчук Ж. І., Кулик В. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Вінниця: ВДТУ, 2002. 116 с.
3. 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.
4. План розвитку системи розподілу електроенергії ПАТ «Львівобленерго» на 2021 – 2025 роки. Львів. 208 с.
5. <https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%94%D0%BE%D0%B1%D1%80%D0%BE%D0%B3%D0%BE%D1%81%D1%82%D1%96%D0%B2>
6. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи: підручник. Львів: В-во НУ»ЛП», 2009. 488 с.
7. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств: підручник. Вінниця: Нова Книга, 2011. 656 с.
8. Василега П. О. Електропостачання. Суми: ВТД «Університетська книга», 2008. 415 с.
9. Кирик В. В. Електричні мережі та системи. Київ: Політехніка, 2014. 132 с.
10. Бахор З. М., Журахівський А. В. Проектування підстанцій електричних мереж. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2017. 308 с.
11. Правила улаштування електроустановок. Міненерговугілля України, 2017.
12. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р., Мунтян В. О., Радько І. П. Основи електропостачання сільського господарства. Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. 462 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. 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.
15. Клименко Б. В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Харків: Вид-во «Точка», 2012. 340 с.
16. Малинівський С. М. Загальна електротехніка: навчальний посібник. Львів: В-во Нац. у-ту «Львів. політех.», 2001. 596 с.
17. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: підручник. Львів: В-во НУ«ЛП», 2013. 533 с.
18. Голота А. Д. Автоматика в електроенергетичних системах. Київ: Вища шк., 2006. 367 с.
19. Махлін П. В., Костенко С. Ю., Кузьменко О. П. Інтелектуальні пристрої релейного захисту та автоматики: навч. посібник. Запоріжжя: НУ «Запорізька політехніка», 2020. 256 с.
20. Міжгалузеві правила по охороні праці (правила безпеки) при експлуатації електроустановок. Київ, 2007. 176 с.
21. Арламов О. Ю. Безпека життєдіяльності та цивільний захист: конспект лекцій. Київ: В-во НТУУ «КПІ», 2018. 93 с.
22. Пістун І. П., Березовецький А. П., Тимочко В. О., Городецький І. М. Охорона праці. Львів: Тріада плюс, 2017. 620 с.
23. Лук'янова Л. Основи екології: навч. посіб. Київ: Вища шк., 2000. 327 с.
24. 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.
25. Бандурка О. М., Ковальов Є. В., Садиков М. А., Маковоз О. С. Економіка підприємства. Харків: ХНУВС. 2017. 192 с.