

□

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:

«МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМ АВТОМАТИКИ ТА РЕЛЕЙНОГО
ЗАХИСТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 35/10 КВ
№114 «КОРЕЛИЧІ» ПАТ «ЛЬВІВОБЛЕНЕРГО»»

Виконав: студент II курсу
групи Акт – 22сп спеціальності
151 «Автоматизація та комп'ютерно-
інтегровані технології»
(шифр і назва спеціальності)

Порвіш С. Л.
_____ (підпис) (прізвище та ініціал)

Керівник: _____ Левонюк В. Р.
(підпис) (прізвище та ініціал)

Рецензент: _____ Сиротюк С. В.
(підпис) (прізвище та ініціал)

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 151 «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології»

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

Порвішу Святослав Любомирович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Модернізація систем автоматики та релейного захисту електричної підстанції 35/10 кВ №114 «Кореличі» 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 роботи та вибір обладнання

3 Модернізація системи автоматики та релейного захисту

4 Охорона праці та навколишнього середовища

5 Економічна ефективність модернізації релейного захисту та автоматики

ПС «Кореличі»

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	
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 характеристики технічного стану пристроїв релейного захисту та автоматики ПС «Кореличі»</i>	<i>30.12.2022 – 31.01.2023</i>	
2	<i>Розрахунок режимів роботи та вибір основного обладнання ПС «Кореличі»</i>	<i>1.02.2023 – 17.03.2023</i>	
3	<i>Модернізація систем автоматики та релейного захисту ПС «Кореличі»</i>	<i>20.03.2023 – 21.04.2023</i>	
4	<i>Виконання структурно-функціонального аналізу процесу виникнення травм та розробка заходів для їх унеможливлення</i>	<i>24.05.2023 – 5.05.2023</i>	
5	<i>Виконання 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

Порвіш С. Л.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

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

УДК 621.316.92

Порвіш С. В. «Модернізація систем автоматики та релейного захисту електричної підстанції 35/10 кВ №114 «Кореличі» ПАТ «Львівобленерго»». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет природокористування, 2023 р. 45 с. текстової частини, 10 рисунків, 17 таблиць, 26 джерел.

Метою кваліфікаційної роботи є покращання ефективності роботи систем автоматики та релейного захисту електричної підстанції 35/10 кВ «Кореличі» ПАТ «Львівобленерго».

Для досягнення поставленої мети, необхідно виконати такі **завдання**: виконати характеристику об'єкту; виконати розрахунок режимів та вибір обладнання; модернізувати системи автоматики та релейного захисту підстанції; здійснити техніко-економічні розрахунки.

У кваліфікаційній роботі репрезентовано основні результати розробки етапів модернізації систем автоматики та релейного захисту електричної підстанції 35/10 кВ «Кореличі» ПАТ «Львівобленерго». Проаналізовано схему заповнення ПС «Кореличі», оцінено технічні характеристики ліній живлення та ліній, які відходять від підстанції, проаналізовано наявне на підстанції обладнання та його технічний стан. Виконано обчислення параметрів схем заміщення ліній електропередач і трансформаторів та на їх основі розраховано струми коротких замикань. Розроблено нову організацію системи релейного захисту та автоматизованої системи управління ПС «Кореличі». Розглянуто питання охорони праці та навколишнього середовища. Проведено порівняння технічних рішень модернізації, укладено її бюджет та розраховано його сумарне значення.

Ключові слова: модернізація, електрична підстанція, релейний захист, автоматика, обладнання, розрахунок, архітектура.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ’ЄКТА.....	7
1.1 Загальна характеристика ПС «Кореличі».....	7
1.2 Характеристика пристроїв релейного захисту та автоматики ПС «Кореличі».....	8
1.3 Характеристика навантажень ПС «Кореличі».....	10
1.4 Обґрунтування теми кваліфікаційної роботи.....	11
2 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ТА ВИБІР ОБЛАДНАННЯ.....	13
2.1 Обчислення параметрів схем заміщення лінії електропередачі та трансформатора.....	13
2.2 Обчислення струмів коротких замикань.....	14
2.3 Вибір основного обладнання ПС «Кореличі».....	15
3 МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ АВТОМАТИКИ ТА РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ	19
3.1 Організація релейного захисту 35/10 кВ ПС «Кореличі».....	19
3.2 Обчислення уставок релейного захисту.....	20
3.3 Обчислення параметрів спрацювання струмових відсічок.....	24
3.4 Автоматизована система управління ПС «Кореличі».....	26
3.5 Принцип роботи телемеханіки та організація зв’язку.....	28
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА.....	31
4.1 Структурно-функціональний аналіз виникнення небезпечних ситуацій	31
4.2 Правила безпеки праці під час роботи на свердлильному верстаті	32
4.3 Розрахунок заземлення.....	33
4.4 Вплив електромагнітних полів на довкілля.....	35
5 ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ МОДЕРНІЗАЦІЇ РЕЛЕЙНОГО ЗА-	
ХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ ПС «КОРЕЛИЧІ».....	37
5.1 Порівняння технічних рішень.....	37
5.2 Укладання бюджету та планування модернізації.....	38
5.3 Розрахунок сумарної вартості модернізації.....	41
ВИСНОВКИ.....	43
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	44

ВСТУП

Зі звітів обленерго різних областей України відомо, що значна частина інфраструктури електричних мереж потребує практично докорінної модернізації, через те, що обладнання морально застаріло та вже фізично відпрацювало свій ресурс. Також, впровадження сучасних автоматизованих систем управління (АСУ) трансформаторними підстанціями (ТП) сьогодні стало нагальною необхідністю, однак супутньо, при цьому потрібно розв'язувати багато не лише технічних, а й організаційних проблем.

Та організаційна структура підприємств енергетичних мереж, що функціонує ще з часів їх створення при Радянському союзі та часткової модернізації за незалежної України, визначає чіткий поділ підсистем та автоматики та релейного захисту, телемеханіки та комерційного обліку електроенергії на практично незалежні складові із власним обслуговуючим та експлуатуючим та персоналом. Функціонування трьох не пов'язаних одна із одною підсистем в межах одного підприємства призводить до багаторазового уведення однієї й тієї ж інформації, а це, зрозуміло, суперечить одному із основних принципів АСУТП – одноразовому введенню інформації із подальшим її багаторазовим використанням [1]. Нехтування існуючою організаційною структурою та технологічними особливостями різних підсистем під час створення АСУТП є неприпустимим, однак традиційний поділ підсистем не враховує тенденції розвитку сучасних АСУТП. Відтак, одним із шляхів усунення цієї суперечності є перегляд сформованих рішень у галузі АСУТП та створення комплексів, що враховують наявні організаційні та технологічні особливості підприємств електричних мереж.

Такі зміни зможуть значно покращити надійність роботи електричних мереж, знизити втрати електричної енергії, зменшити вартість пересилання електричної енергії, покращити захист обладнання та безпеку обслуговуючого персоналу. Виходячи із вищесказаного, тема кваліфікаційної роботи є актуальною, а удосконалення систем автоматики та релейного захисту трансформаторних підстанцій носять практичну цінність [2].

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА

1.1 Загальна характеристика ПС «Кореличі»

Підстанція 35/10 кВ «Кореличі» розташована у селі Кореличі, Перемишлянського району Львівської області, яка була збудована у 1979 році. До ПС «Кореличі» підходять лінії від ПС 35/10 кВ «Н. Стрілища», ПС 110/35/10 кВ «Бібрка», ПС 110/35/10 кВ «Перемишляни» і є одноступінчастою підстанцією прохідного типу. На рисунку 1.1 представлено схему заповнення цієї підстанції.

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

Рисунок 1.1 – Схема заповнення ПС «Кореличі»

Технічні характеристики ліній, які живлять ПС 35/10 кВ «Кореличі», представлено у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Технічні характеристики ліній живлення ПС «Кореличі»

Назва лінії	Марка проводу	Довжина, км
Н. Стрілища	АС-95	31,3
Бібрка	АС-70	19,9
Перемишляни	АС-95	10,5

Зі сторони 10 кВ від підстанції «Кореличі» відходять чотири повітряні лінії «Липівка», «Дусанів», «Бачів», «Іванівка».

Назви цих ліній електропередач, їх номер згідно з нумерацією повітряних ліній у документації ПС «Кореличі», а також їх максимальний струм представлено у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Характеристики ліній, які відходять від ПС «Кореличі»

Назва лінії	Номер лінії	Струм лінії I_{\max} , А
Липівка	Л-31	140
Дусанів	Л-32	105
Бачів	Л-33	55
Іванівка	Л-34	105

Перелік силового обладнання, яке встановлено на ПС «Кореличі» із роком введення в експлуатацію представлено у таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Перелік встановленого на ПС «Кореличі» обладнання

Назва обладнання	Кількість, шт	Рік введення в експлуатацію	Клас напруги, кВ
Роз'єднувачі			
РНДЗ-2-35/1000	2	1979	35
РНДЗ-35/630	2	1979	35
РНДЗ-35/1000	1	1979	35
РВЗ-10-400	13	1979	10
Відділювачі			
ОД-35	1	1979	35
Короткозамикачі			
КЗ-35	1	1979	35
Розрядники			
РВС-35	1	1979	35
РВП-10	2	1979	10
Вимикачі			
ВТ-35/630	1	1979	35
ВМГ-10	6	1979	10
Трансформатори силові			
ТМ-4000/35	1	1979	35

ТМ-25/10	1	1979	10
Трансформатор напруги			
ЗНОМ-35	1	1979	35
НАМИ-10	1	1979	10

1.2 Характеристика пристроїв релейного захисту та автоматики ПС «Кореличі»

Пристрої релейного захисту та автоматики (РЗА) силового трансформатора Т-1. Силовий трансформатор Т-1 типу ТМ-4000/35 обладнаний такими захистами: максимальний струмовий захист (МСЗ); захист від перевантаження; газовий захист (ГЗ); захист від зниження рівня трансформаторної оливи; температурний захист. Основним захистом силового трансформатора є газовий захист.

Газовий захист слугує для захисту силового трансформатора від внутрішніх пошкоджень, які супроводжуються виділенням газу або зниженням рівня трансформаторної оливи та виконано його на газовому реле типу РГЧЗ-66.

Газовий захист трансформатора при нормальних умовах експлуатації ввімкнений: *I* ступінь – на увімкнення сигналу; *II* ступінь – на відмикання трансформатора; струменеве реле РПН – на відмикання трансформатора.

Резервними захистами трансформатора є захист від перевантаження, максимальний струмовий захист, захист від зниження рівня трансформаторної оливи та захист від перегріву. Максимальний струмовий захист (МСЗ-35) трансформатора Т-1 виконано на струмових реле РТ-40, реле часу РВМ-12 та вихідних реле РП-341 з'єднаного за схемою із дешунтуванням.

Захист від підвищення температури масла трансформатора (ТС) виконаний з дією «на сигнал» на термосигналізаторі типу ТС-100, який спрацює за підвищенні температури масла вище +70 °С. Захист від зниження рівня трансформаторної оливи на трансформаторі Т-1 виконано із використанням стрілкового оливкового показчика типу ТКП, який працює на сигнал.

Захисти вводу 10кВ, СВ-10 кВ та ліній, які відходять від шин 10 кВ. Ввід 10 кВ обладнаний максимальним струмовим захистом. Максимальний струмовий захист вводу 10 кВ виконаний на струмових реле типу РТВ, які встановлено у приводі високовольтного вимикача, живиться від трансформаторів струму та не має накладок для введення чи виведення її із роботи [3].

На ПЛ 10кВ виконано такі захисти: струмова відсічка та максимальний струмовий захист.

Управління та автоматика 10 кВ. При аварійному відмиканні приєднання спрацьовує схема автоматичного повторного увімкнення (АПВ), яка вмикає аварійно увімкнений вимикач.

Трансформатори напруги ТН 10 кВ. Комірка ТН 10 кВ І СШ обладнана трансформатором напруги типу НАМИ-10.

Улаштування РПН силового трансформатора Т-1. Трансформатор Т-1 обладнано швидкодіючим пристроєм РПН типу МЗ-4, який змонтовано на корпусі трансформатора.

Організація власних потреб підстанції. Джерелом оперативного змінного струму на підстанції є трансформатор власних потреб ТСН-1 типу ТМ-10/0,4 кВ, увімкнений на шинний міст 10 кВ Т-1 до вимикача вводу 10 кВ Т-1.

З боку 10 кВ ТСН захищається запобіжниками ПК-10, а з боку 0,4 кВ – автоматичними вимикачами.

1.3 Характеристика навантажень ПС «Кореличі»

Основною задачею електропостачання є оцінка реального значення електричного навантаження. Електричні навантаження аналізують як під час проектування систем електропостачання так і під час їх експлуатації. У діючих електротехнічних системах пересилання енергії завжди є наявні вимірювальні прилади, які дають інформацію для прогнозування нагріву струмоведучих елементів. Для цього використовують «графіки електричних навантажень» [3].

Графіки електричних навантажень – це графіки на яких відображаються залежності значень електричних навантажень за активною чи реактивною потужностями або струмом від часу для одного приймача або їх групи у вигляді функції.

У таблиці 1.4 представлено максимальні значення струмів у лініях 10 кВ.

	Струм в лінії I , А				
	2022 рік	2021 рік	2020 рік	2019 рік	2018 рік
Липівка	8	7	6	8	6
Дусанів	3	2	3	2	3
Бачів	12	8	7	5	7
Іванівка	14	14	15	17	34

З таблиці бачимо, що навантаження ліній за останні 5 років знизилася і тенденцій до збільшення немає, тому силовий трансформатор міняти не має сенсу.

1.4 Обґрунтування теми кваліфікаційної роботи

Хоч і аналіз графіків електричних навантажень показав, що трансформатор замінювати не має потреби, але на підстанції є присутнім багато іншого застарілого обладнання, яке було введено в експлуатацію ще у 1979 році. Тому, воно потребує заміни [4].

Зокрема, це вимикачі на стороні 35 кВ та 10 кВ. Заміна старих масляних вимикачів на сучасні вакуумні легко обґрунтовується тим, що масляні вимикачі вже давно відпрацювали свій ресурс і вимагають додаткових витрат на обслуговування, які з кожним роком зростають. Оптимальним рішенням при виборі вимикача буде вибір вакуумних вимикачів марки ВВ/TEL фірми «Таврида Електрик».

У якості заземлюючих роз'єднувачів вибираємо роз'єднувачі марки РГП СЕЩ, оскільки вони мають наступні переваги: контакти забезпечують рівномірне піджимання та хороший електричний контакт за весь термін служби роз'єднувача, також контакти основних ножів виконані із берилієвої бронзи та мають спеціальну конфігурацію.

У якості обмежувачів перенапруг вибираємо обмежувачі марки ВР/TEL та КР/TEL. Це високовольтні апарати, які складаються з послідовно з'єднаних металооксидних резисторів, які розташовані у середині ізоляційного корпусу. Нелінійна вольт-амперна характеристика резисторів дає змогу забезпечити безперервну та безпечну роботу обладнання під напругою, забезпечуючи при цьому високий рівень захисту електричного обладнання при виникненні значних перенапруг [5].

Також, варто відзначити і головний лейтмотив кваліфікаційної роботи – релейний захист та автоматику. Проблема полягає у заміні старих пристроїв автоматики та релейного захисту робота яких ґрунтується на електромеханічній базі на сучасні мікропроцесорні пристрої. Такі заміни є обов'язковими, оскільки витрати на обслуговування електромеханічних реле з кожним роком зростають все більше, а капітальний ремонт вимагає значних коштів на матеріали та запасні частини, а це несе у собі збільшення експлуатаційних витрат.

Імовірність відмикань, де встановлені пристрої релейного захисту на електромеханічному принципі роботи збільшується. Аварії на таких підстанціях можуть спричинити великі збитки для споживачів, які пов'язані з виходом із ладу дорогих пристроїв або втратою продукції.

Тому старі пристрої автоматики та релейного захисту на електромеханічній базі замінюватимемо на сучасні мікропроцесорні пристрої МРЗС-05 розроблені ДПВО «Київприлад» із застосуванням передових технологій, та мають параметри на рівні кращих зарубіжних аналогів та зарекомендували себе ефективними, конкурентоспроможними, зручними та надійними в експлуатації.

Сукупність усіх запланованих змін напряму впливає на стійкість роботи електричних мереж, адже більшість аварійних ситуацій спричинені виходом із ладу того чи іншого електричного обладнання. Таким чином, проект реконструкції ПС «Кореличі» є необхідним та досить важливим завданням для подальшого успішного розвитку електроенергетики України [6].

2 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ ТА ВИБІР ОБЛАДНАННЯ

2.1 Обчислення параметрів схем заміщення лінії електропередачі та трансформатора

На рисунку 2.1 представлено схему заміщення двообмоткового трансформатора. Активний та реактивний опори трансформатора обчислюємо за формулою [7]:

$$r_T = \frac{\Delta P_{K3} \cdot U_{BH}^2}{S_{TH}^2},$$

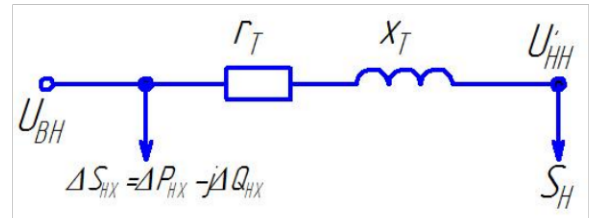


Рисунок 2.1 – Схема заміщення трансформатора

$$x_T = \frac{u_{K3\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{TH}}, \quad (2.1)$$

де U_{BH} – номінальна лінійна напруга вищої сторони трансформатора; ΔP_{K3} – втрати короткого замикання трансформатора; S_{TH} – номінальна потужність трансформатора; $u_{K3\%}$ – напруга короткого замикання трансформатора.

Втрати реактивної потужності неробочого ходу трансформатора обчислюються за виразом:

$$\Delta Q_{HX} = \frac{I_{HX\%}}{100} \cdot S_{TH}, \quad (2.2)$$

де $I_{HX\%}$ – струм неробочого ходу трансформатора у відсотках.

У таблиці 2.1 представлено обчислені за формулами (2.1), (2.2) та вибрані із довідника [8], параметри трансформатора ТМН-4000/35

Таблиця 2.1 – Параметри трансформатора ТМН-4000/35

$S_{НОМ}$, кВА	$U_{НОМ}$, кВА		$u_{K3\%}$, %	ΔP_{K3} , кВт	ΔP_{HX} , кВт	$I_{HX\%}$, %	ΔQ_{HX} , кВАр	z_T , Ом
	ВН	НН						
4000	35	11	7,5	33,5	6,7	1	40	23,1

Оскільки, ми розглядаємо лінії напругою 10 кВ та 35 кВ, то у заступних схемах таких ліній не має потребу в урахуванні активних та ємнісних провідностей лінії електропередачі. При таких класах напруг втрати на коронування проводів лінії та зарядна потужність лінії є не значними (рис. 2.2).

Параметри схеми заміщення лінії 35 кВ встановлені згідно [9], а параметри лінії взято з довідника [8].

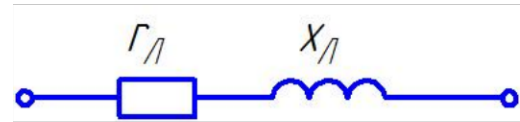


Рисунок 2.2 – Схема заміщення ЛЕП

Таблиця 2.2 – Номінальні параметри ліній 35 кВ

Назва лінії	Марка проводу	l , км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	r_L , Ом	x_L , Ом	z_L , Ом
Н. Стрілища	АС-95	31,4	0,31	0,42	9,7	13,2	16,3
Перемишляни	АС-95	10,6	0,31	0,42	3,3	4,4	5,4

Номінальні параметри ліній електропередач представлено в таблиці 2.2.

2.2 Обчислення струмів коротких замикань

Здійснимо обчислення струмів короткого замикання на шинах 10 кВ та 35 кВ підстанції «Кореличі». З даних звіту ПАТ «Львівобленерго» про струми КЗ під час їх останніх обчислень, а також виміряні значення опорів системи на шинах 10 кВ та 35 кВ підстанції «Кореличі» представлено у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Дані для обчислення струмів КЗ на ПС «Кореличі»

Секція шин	Напруга, кВ	Опір системи, Ом	
		активний	реактивний
1 СШ 10 кВ	10,5	0,48	3,2
1 СШ 35 кВ	36,7	3,76	14,9
2 СШ 35 кВ	36,7	3,76	14,9

Під час обчислення струмів КЗ потрібно розрахувати значення кожного із цих струмів, при живленні підстанції «Кореличі» від ПС «Перемишляни» та ПС «Н. Стрілища». За найбільшим значенням струму КЗ будемо здійснювати вибір обладнання та перевірку чутливості РЗ підстанції «Корелечі». Обчислення струмів КЗ будемо здійснювати в іменованих одиницях. Для обчислення струмів КЗ за живленні від ПС «Перемишляни», опори системи z_c беремо із таблиці 2.3.

На рисунку 2.3 представлено схему заміщення для обчислення струмів КЗ для нашого випадку.

Повний опір до точки КЗ згідно схеми обчислюємо за формулою [10]:

$$z_i = \sqrt{r_i^2 + x_i^2}, \quad (2.3)$$

де x_i – реактивний опір до точки КЗ; r_i – активний опір до точки КЗ.

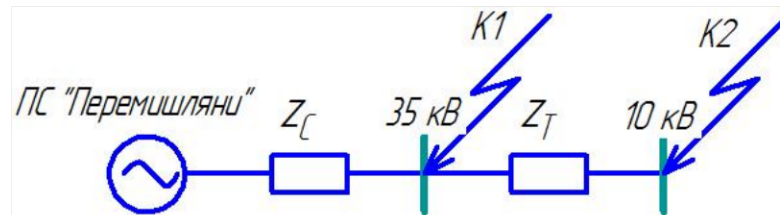


Рисунок 2.3 – Схема заміщення для обчислення струмів КЗ при живленні від ПС «Перемішляни»

Діюче значення струму КЗ та ударний струм КЗ обчислюємо за формулами:

$$I_{КЗ} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot z}, \quad I_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{КЗ}. \quad (2.4)$$

Ударний коефіцієнт та часова складова обчислюються за формулами:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_A}}, \quad T_A = \frac{x_i}{314,15 \cdot r_i}. \quad (2.5)$$

На основі формул (2.3) – (2.5) здійснено обчислення струмів КЗ, а отримані результати зводимо до таблиць.

Таблиця 2.4 – Результати обчислень струмів КЗ при живленні від ПС «Перемішляни»

Точка КЗ	z_C , Ом	z_i , Ом	$I_{КЗ}$, кА	T_A	K_y	I_y , кА
К1	15,4	15,4	1,33	0,014	1,47	2,74
К2	15,4	38,6	0,56	0,02	1,6	1,25

Аналогічно здійснюємо обчислення струмів КЗ при живленні від ПС «Н. Стрілища». Результати заносимо до таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Результати обчислень струмів КЗ при живленні від ПС «Н. Стрілища»

Точка КЗ	z_C , Ом	z_i , Ом	$I_{КЗ}$, кА	T_A	K_y	I_y , кА
К1	16,4	16,4	1,31	0,0045	1,2	2,03
К2	16,4	39,5	0,55	0,0096	1,36	1,04

2.3 Вибір основного обладнання ПС «Кореличі»

2.3.1 Вибір вимикачів. Згідно [11] вимикачі потужності вибираються за такими умовами:

- за робочим струмом:

$$I_H \geq I_{P_{\max}}, \quad (2.6)$$

- номінальною напругою:

$$U_H \geq U_{УСТ}, \quad (2.7)$$

- за комутаційною властивістю на симетричний струм КЗ:

$$I_{II}(\tau) \leq I_{H.ВДМ}, \quad (2.8)$$

де $I_{H.ВДМ}$ – номінальний струм при КЗ., який здатний вимикати вимикач;

$I_{II}(\tau)$ – діюче значення періодичної складової струму КЗ у момент часу τ після початку розходження контактів вимикача.

- за комутаційною властивістю на несиметричний струм КЗ [12]:

$$\sqrt{2} \cdot I_{II}(\tau) + I_a(\tau) \leq \sqrt{2} \cdot I_{H.ВДМ} \cdot (1 + \beta_H), \quad (2.9)$$

де τ – найменший проміжок часу від виникнення КЗ до моменту початку розходження контактів; β_H – номінальне значення відносної місткості аперіодичної складової у струмі КЗ, що вимикається; $I_a(\tau)$ – аперіодична складова струму у момент початку розходження контактів.

$$I_a(\tau) = I_K(\tau) \cdot e^{\frac{-0,01}{\tau}}, \quad \tau = t_{P3_{\min}} + t_{ВИМ}, \quad (2.10)$$

де $t_{P3_{\min}}$ – мінімальний час дії релейного захисту; $t_{ВИМ}$ – власний час відмикання вимикача.

- за електродинамічною стійкістю:

$$I_y \leq I_{НАСК}, \quad (2.11)$$

де I_y – амплітудне значення ударного струму КЗ; $I_{НАСК}$ – амплітудне значення граничного наскрізного струму КЗ.

- за термічною стійкістю:

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (2.12)$$

де I_T – граничний струм термічної стійкості; B_K – тепловий імпульс; t_T – тривалість протікання струму термічної стійкості.

Для сторони 35 кВ підстанції ми пропонуємо вибрати вимикачі ВР35НС-35-20/1, які виробляються на Рівненському заводі високовольтної апаратури. Цей вимикач має такі каталожні параметри: $U_H = 35$ кВ, $I_H = 1600$ А, $I_{Н.ВДМ} = 20$ кА, $I_{НАСК} = 52$ кА, $I_T = 20$ кА, $t_T = 3$ с, $t_{ВИМ} = 0,035$ с, $\beta_H = 0,4$.

Представимо перевірку умов вибору:

$$\begin{aligned} 35 \text{ кВ} &= 35 \text{ кВ}; \\ 57 \text{ А} &< 1600 \text{ А}; \\ 1,33 \text{ кА} &< 20 \text{ кА}; \\ 3,2 \text{ кА} &< 36,6 \text{ кА}; \\ 2,73 \text{ кА} &< 52 \text{ кА}; \\ 3,97 \text{ кА}^2\text{с} &< 1200 \text{ кА}^2\text{с}. \end{aligned}$$

Бачимо, що вимикач підходить за умовами перевірки.

Для сторони 10 кВ ми вибрали вимикач ВР3, теж вітчизняного виробництва. Цей вимикач має такі каталожні параметри: $U_H = 10$ кВ, $I_H = 630$ А, $I_{Н.ВДМ} = 20$ кА, $I_{НАСК} = 51$ кА, $I_T = 20$ кА, $t_T = 3$ с, $t_{ВИМ} = 0,025$ с, $\beta_H = 0,4$.

Представимо перевірку умов вибору:

$$\begin{aligned} 10 \text{ кВ} &= 10 \text{ кВ}; \\ 200 \text{ А} &< 630 \\ 1,92 \text{ А} &< 20 \text{ кА}; \\ 4 \text{ кА} &< 39,6 \\ 4,35 &< 51 \text{ кА}; \\ 5,8 \text{ кА}^2\text{с} &< 1200 \text{ кА}^2\text{с}. \end{aligned}$$

Бачимо, що вимикач підходить за умовами перевірки.

2.3.2 Вибір роз'єднувачів. Роз'єднувачі вибираються за аналогічними умовами, як і вимикачі, зокрема: за номінальною напругою (2.7); за конструктивним виконанням; за електродинамічною стійкістю (2.11); з термічної стійкістю (2.12).

Для сторони 35 кВ ми вибрали роз'єднувач типу РД335/1000 виробництва фірми УкрЕлектро. Цей роз'єднувач має такі каталожні параметри: $U_H = 35$ кВ, $I_H = 1000$ А, $I_T = 20$ кА, $I_{НАСК} = 50$ кА, $t_T = 3$ с.

Представимо перевірку умов вибору:

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ};$$

$$1,32 \text{ А} < 50 \text{ кА};$$

$$3,4 \text{ кА}^2\text{с} < 1200 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Бачимо, що роз'єднувач підходить за умовами перевірки.

Для сторони 10 кВ ми вибрали роз'єднувач типу РЛНД35/630 виробництва фірми УкрЕлектро. Цей роз'єднувач має такі каталожні параметри: $U_H = 10 \text{ кВ}$, $I_H = 630 \text{ А}$, $I_T = 10 \text{ кА}$, $I_{НАСК} = 25 \text{ кА}$, $t_T = 3 \text{ с}$.

Представимо перевірку умов вибору:

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ};$$

$$1,93 \text{ А} < 25 \text{ кА};$$

$$5,8 \text{ кА}^2\text{с} < 1200 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Бачимо, що роз'єднувач підходить за умовами перевірки.

2.3.3 Вибір обмежувачів перенапруг. Процедура вибору складається із таких основних етапів: вибір електричних характеристик ОПН відповідно з параметрами мережі; вибір механічних характеристик ОПН та його кліматичного виконання.

Для сторони 35 кВ ми вибрали обмежувачі перенапруг типу ОПН-35 виробництва фірми Промсервіс. Цей ОПН має такі каталожні параметри: $U_H = 35 \text{ кВ}$, $U_{НД} = 40,5 \text{ кВ}$, $U_{ЗАЛ} = 119 \text{ кВ}$, $I_H = 10 \text{ кА}$.

Для сторони 10 кВ ми вибрали обмежувачі перенапруг типу ОПН-10 тієї ж фірми виробництва. Цей ОПН має такі каталожні параметри: $U_H = 10 \text{ кВ}$, $U_{НД} = 10,5 \text{ кВ}$, $U_{ЗАЛ} = 30,7 \text{ кВ}$, $I_H = 10 \text{ кА}$.

Бачимо, що вибрані обмежувачі перенапруг відповідають відповідним класам напруг та номінальному розрядному струму, а також можуть витримати залишкову напругу при комутаційних та грозових імпульсах.

3 МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ АВТОМАТИКИ ТА РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

3.1 Організація релейного захисту 35/10 кВ ПС «Кореличі»

Автоматика, релейний захист та сигналізація ПС буде розміщуватися у 4 шафах: 2 шафи автоматики та РЗ трансформаторів, 1 шафа секційних апаратів 10 та 35 кВ, а також 1 шафа центральної сигналізації з АЧР та джерел живлення контурів оперативного блокування. Облік електричної енергії здійснюється електронними лічильниками, об'єднаними в мережу АСКОЕ [13].

У шафі захисту трансформатора розміщується повний комплект пристроїв, що дає змогу здійснити автоматику та захист понижувального двообмоткового трансформатора 35/10 кВ: максимальний захист зі сторони 35 кВ; максимальний захист зі сторони 10 кВ; автоматика РПН виконана на пристрої МРЗС; газовий захист діє на відмикання безпосередньо через вихідні відмикальні реле із видачею інформації про роботу РЗ до мікропроцесорного блоку сигналізації та керування БСП–2М.

У шафі секційних апаратів розміщується повний комплект пристроїв, які забезпечують керування, сигналізацію та контроль секційних вимикачів 10 та 35 кВ, контру АПВ та АВР секційного вимикача 35 кВ; захист та АПВ ПЛ 35 кВ виконано за допомогою двох спеціальних мікропроцесорних комплектів МРЗС. Органи напруги виконуються за допомогою двох мікропроцесорних пристроїв МРЗС, підключених до ТН 35 кВ ліній, вони використовуються для АВР та сигналізації замикання на землю у мережі 35 кВ.

У шафі центральної сигналізації, АЧР та живлення ланцюгів оперативного блокування розміщуються контури аварійної сигналізації, живлення контурів оперативного блокування роз'єднувачів, реле АЧР; АЧР виконується на основі двох мікропроцесорних пристроїв МРЗС, по одному на секцію 10 кВ.

Шафа обліку містить 2 лічильники активної енергії, які під'єднані до трансформаторів струму та напруги зі сторони 35 кВ трансформатора. Шафа системи управління ПС 35/10 кВ містить контролер мережі, який живиться джере-

лом безперебійного живлення. Шафа гарантованого живлення змінного струму містить 2 схеми живлення для силових контурів та оперативного змінного струму для живлення захисту та керування. Шини оперативного струму напругою 220 В мають 3 джерела живлення: 2 секції власних потреб і ТН 35 кВ. Пристрій АВР здійснює автоматичний вибір джерела напруги. Захист ліній 10 кВ, які відходять, виконується на пристрої МРЗС. Пристрої МРЗС містять треступеневий струмовий захист від міжфазних замикань, та одноступінчастий захист від замикань на землю, АПВ, АЧР. Захист та контури увімкнення від АВР секційного вимикача 10 кВ розташовуються в релейній шафі секційного вимикача. У шафі ТН 10 кВ розташовується пристрій МРЗС, вимірювальні органи якого використовуються для АВР та контролю ізоляції в мережі [14].

3.2 Обчислення уставок релейного захисту

Для прикладу представимо обчислення параметрів спрацьовування МСЗ лінії Л-31 10 кВ, яка відходить до ПС «Липівка» (рис.1). Обчислимо максимальний струмовий захист та струмове відсічення для МРЗС. Цей розрахунок полягає у виборі струму спрацьовування первинного захисту, струму спрацьовування реле (для раніше прийнятих типу реле та схеми захисту) [15].

Обчислюємо струм спрацьовування максимального захисту за формулою:

$$I_{C3} \geq \frac{k_H \cdot k_{C3II}}{k_{II}} I_{P.\max}, \quad I_{C3} \geq \frac{1,1 \cdot 1,1}{0,98} \cdot 140 = 172,86 \text{ А.} \quad (3.1)$$

де k_{C3II} – коефіцієнт самозапуску (приймаємо $k_{C3II} \geq 1,1 - 1,3$, оскільки у навантаження відсутні електродвигуни напругою 6 кВ та 10 кВ, а час спрацювання МСЗ становить понад 0,3 с); k_H , k_{II} – коефіцієнт надійності та повернення реле, відповідно (приймаємо 1,1 та 0,98, оскільки використовується мікропроцесорне реле); $I_{P.\max}$ – максимальний робочий струм.

Обчислюємо струм спрацювання реле за формулою [16]:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3} \cdot k_{CX}}{k_T}, \quad I_{CP} = \frac{172,86 \cdot 1}{30} = 5,76 \text{ А,} \quad (3.2)$$

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

Рисунок 3.1 – Розрахункова схема мережі 10 кВ

Наступним елементом РЗ підстанції є секційний вимикач, керування якого відбувається мікропроцесорним реле МРЗС. Обчислюємо струм спрацьовування захисту секційного вимикача з урахування селективності за формулою:

$$I_{CЗCB} = I_{CЗmax} + I_{Pmax}, \quad I_{CЗCB} = 129,6 + 55 = 179,6 \text{ А}, \quad (3.3)$$

де I_{Pmax} – максимальний робочий струм, який протікає лінією, яка відходить від секції, де знаходиться вимикач; $I_{CЗmax}$ – максимальний робочий струм, який протікає лінією, яка відходить від секції, де знаходиться вимикач.

Коефіцієнт трансформації трансформатора струму становить $n_T = 150/5$. Відтак, струм спрацьовування реле за виразом (3.2) складе:

$$I_{C.P.C.B.} = \frac{5}{150} 179,6 = 5,98 \text{ А}.$$

Струм спрацьовування захисту ввідного вимикача з урахування селективності обчислюємо за виразом [16]:

$$I_{CЗBB} = I_{CЗmax.нр} + \sum I_{роб.маx}, \quad I_{CЗBB} = 179,6 + 140 + 105 = 424,6 \text{ А}, \quad (3.4)$$

де $\Sigma I_{роб. max}$ – сума максимальних робочих струмів решти двох ліній; $I_{C3 max. np}$ – максимальний струм спрацювання приведенного захисту.

Коефіцієнт трансформації трансформатора струму становить $n_T = 300/5$.

Відтак, струм спрацювання реле за виразом (3.2) складе:

$$I_{C.P.C.B.} = \frac{5}{300} 417,8 = 7,1 \text{ А.}$$

Розраховуємо МСЗ трансформатора ТМ-4000 35/10 кВ. Обчислюємо номінальний первинний струм трансформатора за формулою [16]:

$$I_{HT} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}}, \quad I_{HT} = \frac{4 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 65,98 \text{ А,} \quad (3.5)$$

де U_{BH} – напруга ВН трансформатора; S_T – потужність трансформатора.

Струм спрацювання захисту за формулою (3.1), становить:

$$I_{C3} = \frac{1,1 \cdot 1,1}{0,98} \cdot 65,98 = 81,47 \text{ А.}$$

Коефіцієнт трансформації трансформатора струму становить $n_T = 75/5$.

Відтак, струм спрацювання реле за виразом (3.2) складе:

$$I_{CP} = \frac{5}{75} 81,4 = 5,43 \text{ А.}$$

Оцінку ефективності РЗ будемо здійснювати з допомогою коефіцієнта чутливості $k_{ЧУТ}$, який вказує, наскільки струм у реле при різних видах КЗ перевищує струм спрацювання реле I_{CP} :

$$k_{ЧУТ} = \frac{I_{К.З. min}}{I_{CP}}, \quad (3.6)$$

де $I_{К.З. min}$ – мінімальний струм КЗ приведений до обмотки реле.

Чутливість МСЗ перевіряємо при мініальному струмі КЗ за пошкодження у кінці ЛЕП, яка захищається, оскільки повний опір мережі до місця КЗ при цьому є найбільшим, а відтак струм КЗ буде найменшим. Для МСЗ ЛЕП напругою 10 кВ, зазвичай, виконують за схемою неповної зірки [17]. Тому, мінімальний струм міжфазного КЗ буде при двофазному КЗ. Струми двофазного та трифазного КЗ можна обчислити за формулою:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K3}^{(3)}, \quad I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{OCH}}{\sqrt{3} \cdot z_{CYM}}, \quad z_{CYM} = \sqrt{(r_C + r_{num} \cdot l)^2 + (x_C + x_{num} \cdot l)^2}, \quad (3.7)$$

де $I_{K3}^{(3)}$ – струм трифазного КЗ; z_{CYM} – сумарний опір КЗ; U_{OCH} – мінімальна лінійна напруга, яка приймається при обчисленнях струмів КЗ у мережах 10 кВ; r_C, x_C – активний та реактивний опір системи, відповідно; l – довжина ЛЕП; r_{num}, x_{num} – активний та реактивний питомий опір лінії, відповідно.

Мінімальні значення $k_{ЧВТ}$ для МСЗ мають бути не менше 1,5 та не менше 1,2 при КЗ у зонах далекого резервування, тобто на попередніх елементах. Чутливість струмових відсічок перевіряється за струмом КЗ у місці встановлення захисту та становить 1,2. Представимо перевірку чутливості для МСЗ у точці К2 (рис. 4.1) при $z_{CYM} = 4,1$ Ом. Обчислюємо струм трифазного та двофазного КЗ [17]:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 4,1} = 1481 \text{ А}, \quad I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 1481 = 1281 \text{ А}.$$

Обчислюємо струми КЗ в точці К3 при $z_{CYM} = 22,1$ Ом:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 22,1} = 274 \text{ А}, \quad I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 274 = 237 \text{ А}.$$

Для решти відхідних ліній обчислення здійснюємо аналогічно. Результати обчислень представлено у табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати обчислень струмів КЗ

Назва лінії	Точка КЗ	$I_{K3}^{(3)}$, А	$I_{K3}^{(2)}$, А
Липівка	К1	1924	1667
	К2	1481	1281
	К3	274	237
	К4	681	590
Дусанів	К1	1926	1667
	К2	1721	1489
	К3	315	273
	К4	421	365
Бачів	К1	1926	1667
	К2	761	658
	К3	234	201
	К4	516	447
Іванівка	К1	1926	1667
	К2	751	649
	К3	313	271
	К4	751	649

За формулою (3.6) обчислюємо коефіцієнти чутливості при КЗ в основній та резервній зоні:

$$k_{\text{ЧУТ.ОСН}} = \frac{1281}{172} = 7,41 > 1,5, \quad k_{\text{ЧУТ.РЕЗ}} = \frac{237}{172} = 1,37 > 1,2.$$

Бачимо, що чутливість основної та резервної зони забезпечується. Аналогічно здійснюємо обчислення ліній 10 кВ, а результати представляємо у табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Результати обчислень чутливості МСЗ

Назва лінії	$I_{СЗ}, \text{ А}$	$I_{СР}, \text{ А}$	$k_{\text{ЧУТ.ОСН}}$	$k_{\text{ЧУТ.РЕЗ}}$
Липівка	172,8	5,75	7,41	1,37
Дусанів	129,7	4,33	11,4	2,2
Бачів	67,8	3,38	9,8	2,9
Іванівка	129,5	6,47	5,1	2,2

3.3 Обчислення параметрів спрацювання струмових відсічок

Струм спрацювання струмової відсічки обчислюємо за формулою:

$$I_{CB} \geq k_H \cdot I_{K.MAKC}^{(3)}, \quad (3.8)$$

де k_H – коефіцієнт надійності для струмових відсічень без витримки часу, які встановлюються на ЛЕП та понижувальних трансформаторах (за використання МРЗС-05 k_H приймається рівним 1,1 [17]; $I_{K.MAKC}^{(3)}$ – зовнішній мінімальний струм трифазного КЗ при роботі живильної енергетичної системи у максимальному режимі, за якого електричний опір енергосистеми є максимальним.

Для схем із вмиканням реле на повні струми фаз, розрахунковим під час вибору струму спрацювання захисту є трифазне КЗ на шинах суміжної підстанції за максимального режиму. Однак, деколи такий струм відсічки є неприпустимо неточний, і тому потрібно відштовхуватися від найвіддаленішої точки КЗ (точка К4 – рис. 3.1) [18]. У цьому випадку, відсічка буде спрацювати при КЗ на виводах трансформатора, тобто, працювати неселективно. Ця неселективність може бути виправлена роботою АПВ, якщо запобіжник встигатиме перегоріти при відмиканні вимикача дією відсікання. Ця умова

забезпечується при струмі КЗ рівному п'ятнадцятикратному номінальному струму плавкої вставки запобіжника, час перегорання якої менше 0,1 с.

$$I_{CD} \geq 15 \cdot I_{НОМ.ПК}, \quad (3.9)$$

де $I_{НОМ.ПК}$ – номінальний струм плавкої вставки запобіжника.

Перевірка чутливості буде здійснюватися за умови чутливості $k_{\text{ч}} > 1,2$.

Обчислюємо струм спрацювання струмової відсічки:

$$I_{CB} \geq 1,1 \cdot 680 = 748 \text{ А.}$$

Перевіряємо струм спрацювання відсічки:

$$I_{CB} \geq 15 \cdot 31,5 = 472,5 \text{ А} < 748 \text{ А.}$$

Обчислюємо струм спрацювання реле:

$$I_{CP} = \frac{k_{CX}}{k_I} \cdot I_{CPCB} = \frac{5}{150} \cdot 748 = 24,9 \text{ А.}$$

Перевірку чутливості здійснюємо при КЗ у місці встановлення відсічки:

$$K_{\text{ч.СВ}} = \frac{1925 \cdot \sqrt{3}}{748} = 2,22 > 1,2.$$

Результати обчислень чутливості СВ із застосуванням МЗС-05 представлено у таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Результати обчислення чутливості СВ

Назва лінії	$I_{CЗСВ}, \text{ А}$	$I_{CP}, \text{ А}$	$k_{\text{ч.ОСН}}$
Липівка	749	24	2,1
Дусанів	465	22	3,6
Бачів	568,5	28,5	2,94
Іванівка	826	41,3	2,1

Бачимо, що на усіх лініях чутливість виконується. Тепер обчислимо СВ трансформатора ТМ4000-35/10. Струм КЗ на шинах 10 кВ трансформатора, приведений до вищої сторони трансформатора $I_{КЗ} = 550 \text{ А}$.

Обчислюємо значення струму відсічки та спрацювання реле:

$$I_{CB} = 550 \cdot 1,1 = 605 \text{ А}, \quad I_{CP} = \frac{5}{75} \cdot 605 = 40,3 \text{ А.}$$

Приймаємо струм спрацювання реле рівним 40,3 А.

3.4 Автоматизована система управління ПС «Кореличі»

Автоматизовані системи управління (АСУ) технологічними процесами (ТП) ПС мають ґрунтуватися на основі взаємозв'язку функцій автоматизації технологічних процесів основного та допоміжного обладнань, як єдиної інтегрованої системи на основі баз даних (БД). АСУТП підстанції повинна будуватися із врахуванням єдиної уніфікованої інформаційної моделі для адекватної взаємодії із верхніми рівнями керування. Основними компонентами АСУТП підстанцій є функціональні підсистеми та окремі програмно-технічні засоби, які об'єднуються в єдину систему із використанням методів інтегрування та агрегування. Під агрегованими системами керування підстанціями розуміють системи, що мають різні середовища налаштування для частин, які об'єднуються. Взаємодія між частинами системи керування, які об'єднуються, забезпечується інформаційними протоколами обміну, що чергово узгоджує адресні простори даних агрегованих підсистем.

АСУТП підстанції має бути відкритою комп'ютерно-інтегрованою системою, у якій внутрішні системні з'єднання між компонентами забезпечуються використанням протоколів стандарту Міжнародної електротехнічної комісії МЕК 61850. Стандарт МЕК 61850 відповідає вимогам інтегрованої обробки інформації, який надає користувачу можливість доступу у реальному часі до упорядкованої системою інформації.

Стандартні інформаційні моделі, сервіси реального часу *SCADA* та використання сучасних систем передавання даних, дають змогу взаємодіяти додаткам верхнього рівня, дозволяючи застосовувати вузькоспеціалізовані інформаційні моделі, які є призначені для конкретної галузі на відміну від забезпечення простої взаємодії на рівні обміну даними. По відношенню до цього МЕК 61850 виходить за рамки традиційних протоколів *SCADA* і дає змогу побудувати єдину систему відображення інформації та інтерфейсів із використанням СІМ-опису, що основою для опису загальної інформаційної моделі підстанції відповідно до стандартів МЕК 61970. Також, потрібно зазначити, що у стандар-

рті МЕК 61970 передбачена система інтерфейсів з МЕК 61850. Функціональна структура АСУТП детермінується технологією управління обладнанням підстанції. З появою інтелектуальних електронних пристроїв (ІЕП), які поряд із функціями керування та збору даних забезпечують функції релейного захисту, контролю технічного стану. Архітектура АСУТП є розподіленою інтелектуальною системою. На рис. 3.2 представлено приклад базової архітектури АСУТП підстанції із локальною обчислювальною мережею (ЛОМ) [19].

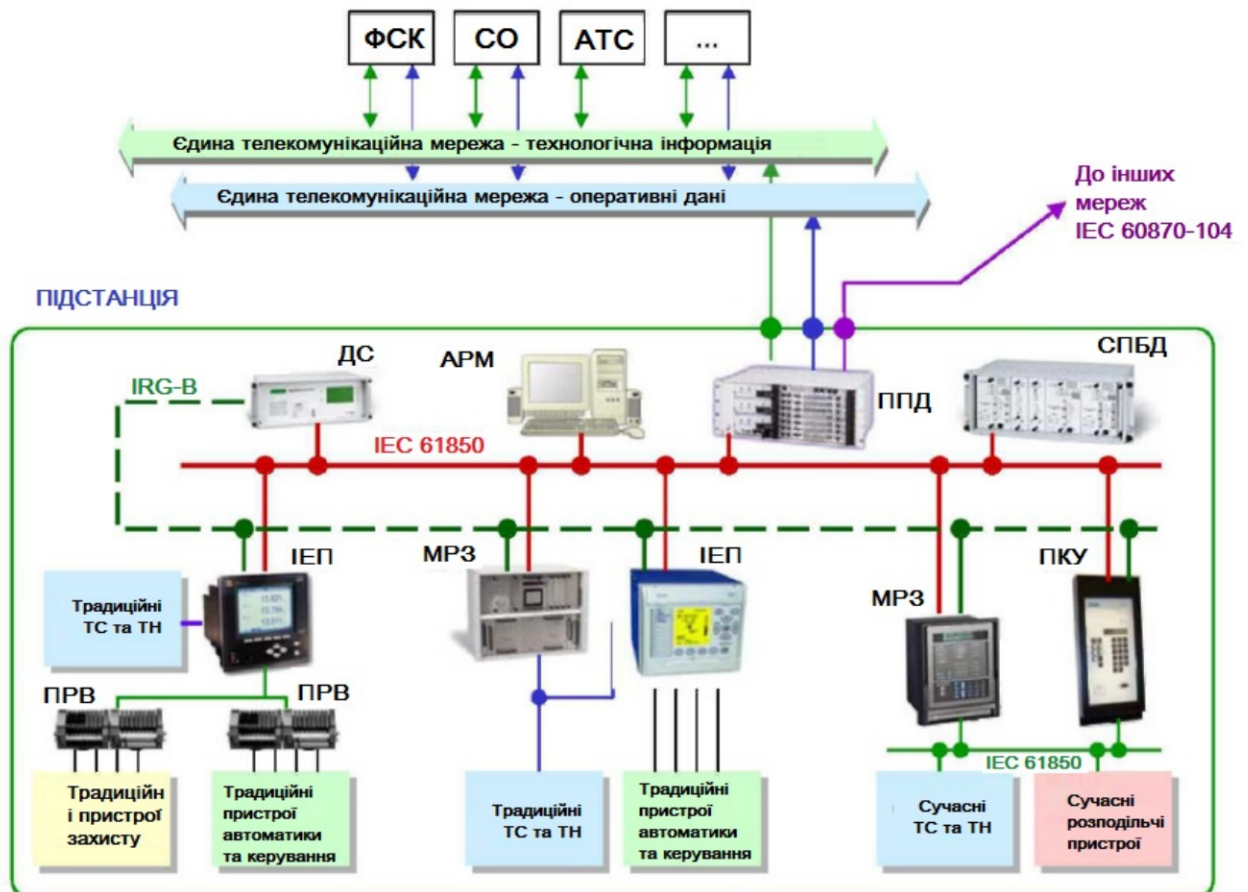


Рисунок 3.2 – Архітектура системи автоматики підстанції: ПРВ – пристрій розподіленого вводу/виводу; ПКУ - пристрій контролю та управління; ІЕП – інтелектуальний електронний пристрій; МРЗ – мікропроцесорний пристрій РЗ; ППД - процесор передачі; ДС – джерело синхронізації.

На рис. 3.2 показано з'єднання підстанції із системами та користувачами верхніх рівнів керування корпоративною глобальною обчислювальною мережею (ГОМ). З'єднання від ГОМ до ЛОМ підстанції може виконуватися через маршрутизатор. Також, показано «виділений канал» для дистанційного керування, який репрезентує концепцію можливої наявності у системах керування відповідного інтерфейсу. Для зовнішніх підключень може знадобитися при-

стрій кодування. На схемі показано два способи керування та збору даних. Перший – через пристрої ІЕП, які підключені до обладнання та давачів підстанції за допомогою спеціалізованої ЛОМ. Другий – шляхом прямого дротового з'єднання. В обох випадках дані зберігаються на сервері бази даних.

Показана на рисунку шина синхронізації, яка з'єднує джерело синхронізації (показане як *IRIG – B* приймач) не є обов'язковою. Якщо потрібно реєстрація подій за часом з точність 1 мс, то то точність синхронізації у пристрої ІЕП має бути не більше 0,1 мс. На типовій схемі (рис. 3.2) показана одинична ЛОМ та не резервований пристрій ІЕП.

Згідно з [19] обов'язковими для АСУТП усіх підстанцій є такі функції:

- контроль стану (обробка дискретної інформації);
- вимірювання (обробка аналогової інформації);
- ведення баз даних конфігурації та історичних даних;
- моніторинг поточного режиму та стану головної схеми ПС;
- синхронізація компонентів ПТК АСУТП;
- тестування та самодіагностика компонентів ПТК;
- обмін інформацією з іншими рівнями ієрархії керування.

3.5 Принцип роботи телемеханіки та організація зв'язку

Система телемеханіки проектується за принципом – «розосередження». Телемеханіка має такі головні вузли: центральний контролер (ЦК) – встановлюється в окремій шафі (шафа ТМ) в комірці зв'язку; локальний контролер (ЛК) – встановлюється у релейних відсіках шаф керування В-35 кВ; кабель зв'язку.

Живлення обладнання ТМ (220 В) здійснюється від шин керування через автомат «Живлення ТМ». Для відмикання ТМ використовується перемикач-автомат телеуправління, який встановлено у шафі ЦК. Для відмикання телеуправління окремих приєднань використовують окремі вимикачі поруч із ЛК.

Вузол ЦК складається з:

1. ЦК, що збирає інформацію про телевимірювання та телеуправління з

ЛК та передає керуючі імпульси до ЛК, встановлює мітки часу, здійснює обмін інформацією із системою «SCADA».

2. Радіомодем (RM), який призначений для організації радіоканалу із центральним пунктом керування (системою SCADA).

3. Блок живлення (G), який видає потрібну напругу для обладнання ТМ, не допускає глибокого розряду акумулятора та забезпечує його підзарядку.

4. Акумулятор герметичний гелієвий, забезпечує живлення обладнання ТМ при зниженні основного живлення.

5. Пристрій грозозахисту, який забезпечує підключення антенно-фідерного пристрою до радіо модему.

6. Клемники, на яких здійснюється комутація встановленого в шафі обладнання та підключення зовнішньої апаратури.

7. Шкаф компонувальний, в якому зібрано перераховане вище обладнання.

Для зв'язку та обміну інформацією між підстанцією та диспетчерським пунктом будемо використовувати радіомодем MDS 4710. Це дає змогу забезпечити зв'язок на відстані до 50 км. Використання швидкодіючих цифрових процесорів сигналів дає змогу покращити параметри системи та збільшити дальність зв'язку. Підходить для систем телеметрії та дистанційного керування (SCADA).

Основною перевагою модему MDS4710 над іншими моделями є повне програмне обслуговування усіх функцій та можливостей, мале енергоспоживання та нове кодування потоків даних, що дає змогу збільшити швидкість передачі [20].

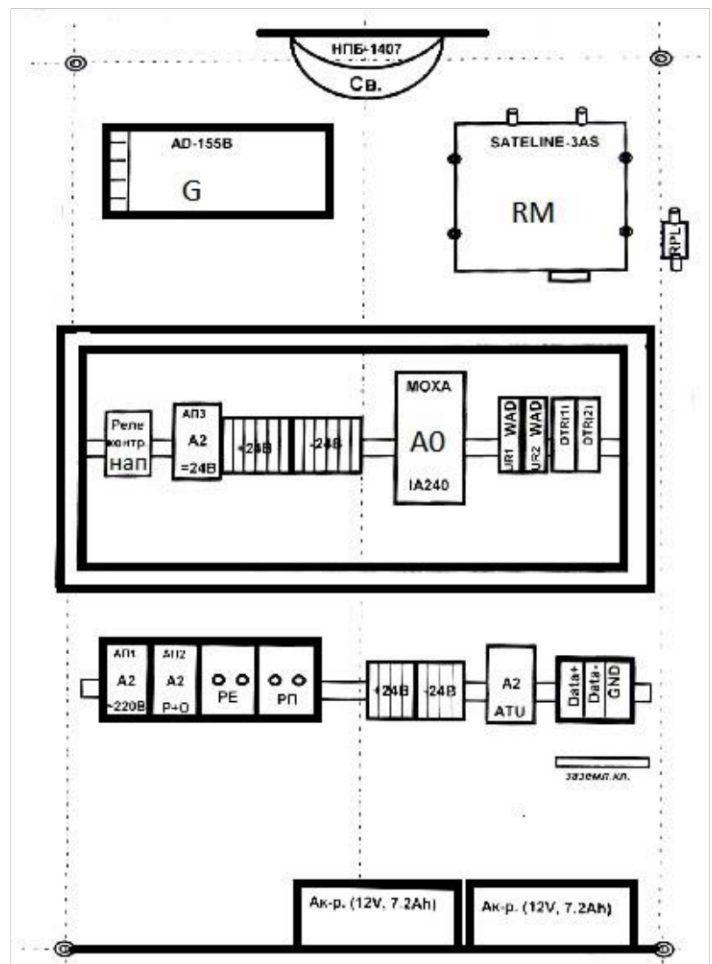


Рисунок 3.3 – Розміщення обладнання ЦК на монтажній панелі шкафа

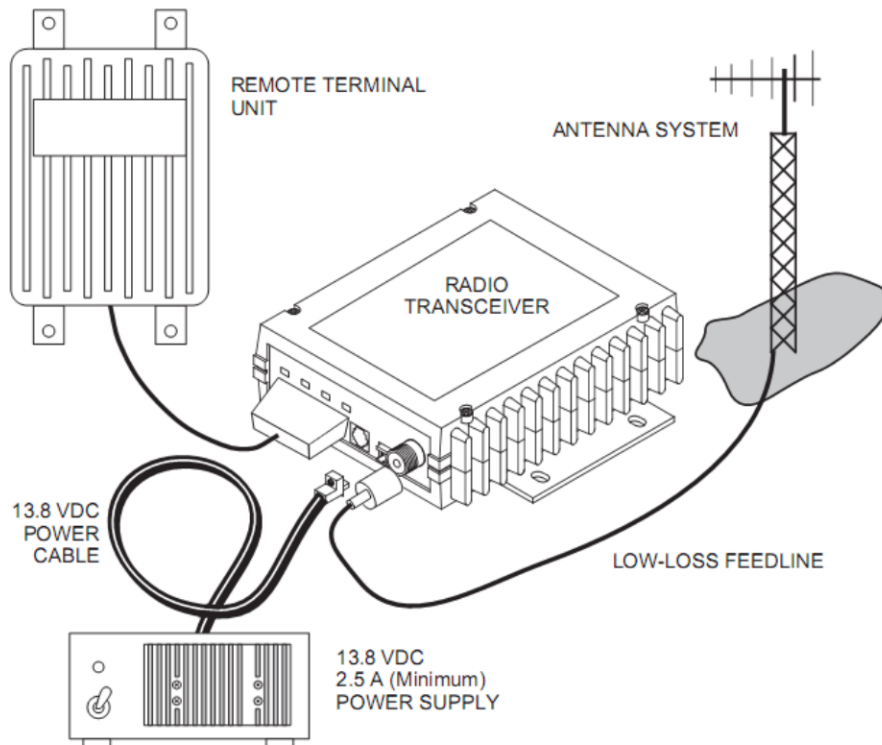


Рисунок 3.4 – Схема під'єднання радіомодема

Основною відмінністю модему MDS4710 від моделей, які виготовляють інші виробники, є наявність повного програмного обслуговування усіх функцій та можливостей, знижене енергоспоживання та наявність нового кодування потоку даних, яке дає змогу збільшити швидкість передачі даних до 19200 КВ на секунду [20]. На рисунку 3.4 представлено схему під'єднання радіомодема.

У якості програмного забезпечення для виконання поставлених завдань ми вибрали програмне забезпечення SCADA Trace Mode 6, яке має ряд переваг, зокрема: Trace Mode 6 призначене для автоматизації промислових підприємств, енергетичних об'єктів, інтелектуальних будівель, об'єктів транспорту, систем енергетичного обліку, тощо. Масштаб систем автоматизації, створюваних у Trace Mode, може бути будь-яким – від автономно працюючих керуючих контролерів та робочих місць операторів, до територіально розподілених систем керування, що включають десятки контролерів, які обмінюються даними із використанням різних комунікацій: локальних мереж, інтернету, послідовні шини на основі RS-232/485, виділенні та комутовані телефонні лінії, радіоканали та GSM-мережі.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

4.1 Структурно-функціональний аналіз виникнення небезпечних ситуацій

Розробка та вживання ефективних заходів запобігання аварійним і травмонебезпечних ситуаціям можливі лише при завчасному виявленні тих небезпек, з 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 повинні бути відповідно диференційовані [21].

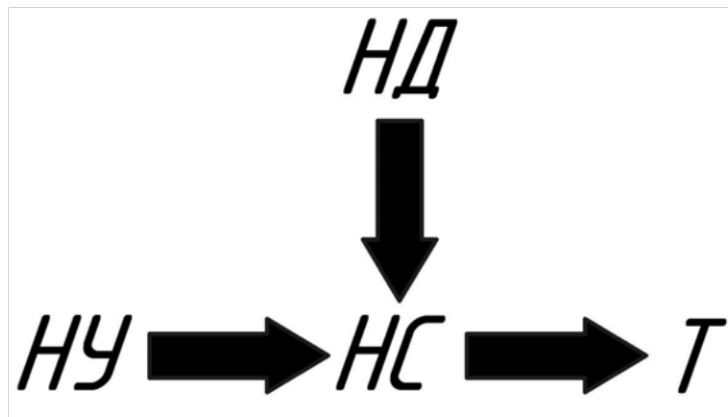


Рисунок 4.1 – Аналіз процесу формування небезпечної ситуації при проведенні ремонту устаткування підстанції: НУ – небезпечна умова (не викнено живлення); НД – небезпечна дія (нехтування правилами ТБ); НС – небезпечна ситуація (ураження струмом); Т – травма.

На рисунку 4.1 представлено схему аналізу процесу формування небезпечної ситуації при проведенні ремонту устаткування 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 виконанні робіт на свердлильному верстаті. Бачимо, що при виникненні усіх описаних чинників виникне травма. У даному випадку основними заходами запобігання небезпечної ситуації є організація постійно-

го контролю за станом свердлильного верстату та розробка пристрою, який блокує кнопку «пуск» при небезпечному розмірі зазору.

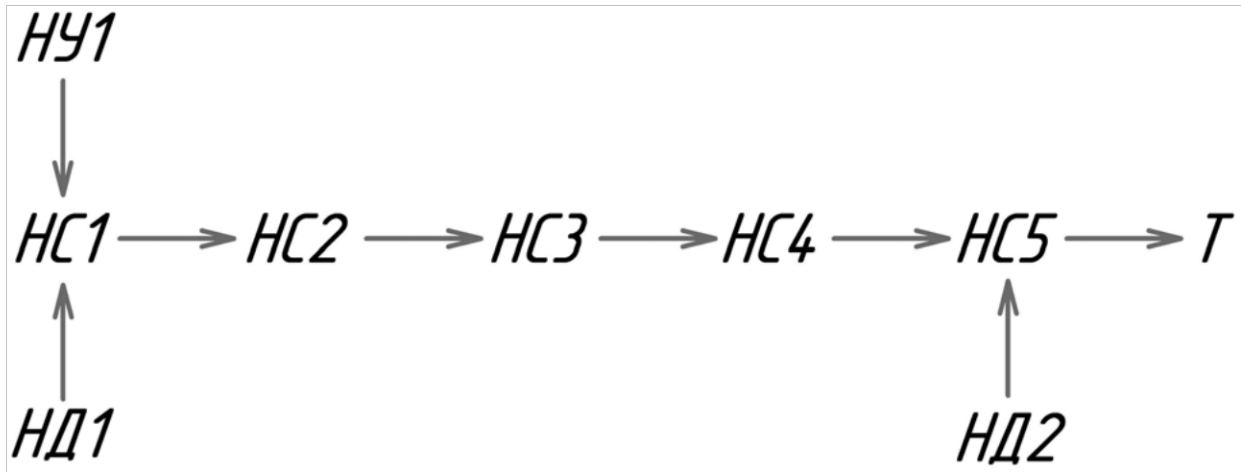


Рисунок 4.2 – Аналіз процесу формування небезпечної ситуації при виконанні робіт на свердлильному верстаті: НУ1 – небезпечна умова (зазор між підручником та свердлом перевищує допустимий); НД1 – небезпечна дія (при свердлінні робітник неправильно тримає деталь); НД2 – небезпечна дія (робітник знаходиться у небезпечній зоні); НС1 – небезпечна ситуація (захоплення деталі свердлом); НС2 – затягування; НС3 – заклинення; НС4 – заклинення; НС5 – викидання осколків; Т – травма.

4.2 Правила безпеки праці під час роботи на свердлильному верстаті

Дія інструкції з охорони праці при роботі на свердлильному верстаті поширюється на всіх працівників, які при виконанні своїх посадових обов'язків використовують свердлильний верстат [22].

До роботи на свердлильних верстатах допускаються особи:

- які досягли 18 років, пройшли обов'язковий періодичний медичний огляд та не мають медичних протипоказань для роботи;
- отримали спеціальне навчання або мають відповідний досвід роботи;
- пройшли вступний інструктаж з електробезпеки з присвоєнням III групи допуску;
- ознайомлені з цією інструкцією та вимогами інструкції з охорони праці у відповідному приміщенні (місці установки верстата).

До небезпечних факторів при роботі на свердлильному верстаті відносяться:

- фізичні (висока напруга в електричній мережі; рухомі й обертові частини верстата; наявність задирок на заготовках, відлітаюча стружка при обробці крихких матеріалів; сильний шум; вібрація; система вентиляції);
- психофізіологічні (напруга уваги).

Під час роботи на свердлильному верстаті повинен використовуватися наступний спецодяг та засоби індивідуального захисту: халат бавовняний, берет, захисні окуляри від попадання стружки та пилу в очі. На підлозі біля верстата обов'язково має бути дерев'яна решітка з діелектричним килимком. Працюючий на свердлильному верстаті зобов'язаний дотримуватися правил пожежної безпеки, знати місця розташування первинних засобів пожежогасіння. Працюючий на верстаті зобов'язаний знати місце розташування аптечки та вміти надавати першу долікарську допомогу потерпілому. У процесі виконання роботи працівник зобов'язаний дотримуватися правил носіння спецодягу, користування засобами індивідуального і колективного захисту, дотримуватися правил особистої гігієни, утримувати в чистоті своє робоче місце. Свердлильний верстат повинен бути обладнаний захисним огороженням, спеціальним склом або корпусом. Корпус свердлильного верстата повинен бути заземлений.

4.3 Розрахунок заземлення

Захисне заземлення – це спеціальне електричне з'єднання із землею або її еквівалентом металевих струмонепровідних частин, на яких може з'явитися напруга. Основне призначення захисного заземлення – запобігти ураженню електричним струмом при дотиканні до корпусу та інших струмонепровідних частин електроустановки, на яких з'явилася напруга. Заземлюють усі металеві струмопровідні частини електрообладнання, на яких внаслідок несправностей ізоляції може з'явитися напруга і до яких можливе дотикання людей або тварин. Принципом дії захисного заземлення пояснюється зниженням напруги між корпусом, на якому вона з'явилася, і землею до безпечного рівня.

Заземлювачі, що застосовуються для заземлення електроустановок, бувають штучні (виключно для заземлення) і природні (металеві предмети, що знаходяться в землі і мають інше призначення). Для штучних заземлювачів застосовують вертикальні і горизонтальні електроди. Вертикальні електроди (стержні) виготовляють із сталевих прутків діаметром 10 – 20 мм, кутової сталі розміром від 40х40 до 60х60 мм і сталевих труб діаметром 30 – 50мм, довжиною 2,5 – 3 м. Вертикальні електроди з'єднують між собою сталюю штабою розмірами 4х12 мм або круглою – діаметром не менше як 6 мм, яку застосовують також як самостійний заземлювач. Опір заземлюючого пристрою не повинен перевищувати 4 – 10 Ом залежно від характеру заземлення і конструкції електричних установок. З'єднання заземлюючих провідників виконують за допомогою зварювання [23].

Розрахуємо заземлюючий контур підстанції напругою 35/10 кВ із глухозаземленою нейтралю. Характер ґрунту – чорнозем з $\rho = 0,4 \cdot 10^4$ Ом·см, кліматична зона – Ш ($K_c = 1,4$, $K_n = 2$). Струм замикання на землю у мережі становить 30 мА.

Згідно з правилами, опір заземлюючого пристрою повинен становити

$$R = \frac{125}{I_3} = \frac{125}{30} = 4,2 \text{ Ом}, \quad (4.1)$$

де I_3 – струм замикання на землю, мА.

Приймаємо $R = 4$ Ом. Контур заземлення розміщуємо в ряд з $a = 5$ м, $l = 2,5$ м. Е якості стержневого заземлювача приймаємо кутникову сталь 60х60х6 мм, а протяжного – пластинчасту сталь 40х4 мм.

Обчислюємо опір одиничного стержня

$$R_o = 0,00318 \cdot \rho \cdot K_c, \quad R_o = 0,00298 \cdot 0,4 \cdot 10000 \cdot 1,4 = 16,7 \text{ Ом}, \quad (4.2)$$

де K_c – коефіцієнт сезонності для стержневого заземлювача ($K_c = 1,4$).

Число стержнів приймаємо 10. При цьому коефіцієнт використання стержневих заземлювачів становить $\eta_c = 0,75$. Опір усіх стержнів розтікання струму становить:

$$R_c = \frac{R_o}{n \cdot \eta_c}, \quad R_c = \frac{16,7}{10 \cdot 0,75} = 2,2 \text{ Ом}, \quad (4.3)$$

де: n – число стержнів, шт.

Довжина протяжного заземлювача становить $l = 35$ м (3500см); приймаємо $t = 50$ см, $b = 0,4$ см.

Обчислюємо опір протяжного заземлювача

$$R_{np} = \frac{0,366}{l} \cdot \rho \cdot 2 \cdot \lg \frac{2 \cdot l^2}{t \cdot b}, \quad R_{np} = \frac{0,366}{5000} \cdot 0,4 \cdot 10^4 \cdot 2 \cdot \lg \frac{2 \cdot 3500^2}{50 \cdot 0,4} = 2,6 \text{ Ом}. \quad (4.4)$$

Приймаємо 3 Ом. Коефіцієнт використання протяжного заземлювача $\eta_n = 0,75$. Дійсний опір протяжного заземлення становить:

$$R_n = \frac{R_{np}}{\eta_n} = \frac{2}{0,75} = 4 \text{ Ом}. \quad (4.5)$$

Опір всього заземлюючого пристрою становить:

$$R_u = \frac{R_c \cdot R_n}{R_c + R_n} = \frac{2,2 \cdot 3}{2,2 + 4} = 1,4 < 4 \text{ Ом}. \quad (4.6)$$

Відповідно кількість стержнів вибрана правильно.

4.4 Вплив електромагнітних полів на довкілля

Електрична енергія – найвагоміше відкриття людства, без якого цивілізації в її сьогоденнішому вигляді не існувало б. Цей вид енергії широко використовується людством, але у палки є два кінця. Електромагнітне поле (електромагнітне випромінювання) завжди виникає при русі вільних електронів в провіднику, тому передача електричної енергії супроводжується інтенсивним електромагнітним випромінюванням.

В певних випадках електромагнітне випромінювання має більш пагубний вплив на живий організм, ніж радіаційне випромінювання. Справа у тому, що радіаційний фон був на нашій планеті завжди і в певні часи (а місцями і зараз) його рівень був вище ніж в Чорнобильській зоні відчуження. Рівень же електромагнітного поля землі з кожним роком тільки зростає, що пов'язано з

людською діяльністю. На території СНД загальна протяжність тільки ЛЕП-500 кВ перевищує 20000 км (окрім ЛЕП-150, ЛЕП-300, ЛЕП-750). Лінії електропередач і деякі інші енергетичні установки створюють електромагнітні поля промислових частот (50 Гц) в сотні раз вище середнього рівня природних полів. Напруженість поля під ЛЕП може сягати десятків тисяч В/м. Найбільша напруженість поля спостерігається в місцях максимального провисання дротів, в точці проекції крайніх дротів на землю і в п'яти метрах від її зовні від повздовжньої вісі траси: наприклад, для ЛЕП-330 кВ – від 3,5 до 5 кВ/м, для ЛЕП - 500 кВ – від 7,6 до 8 кВ/м, для ЛЕП-750 кВ – від 10 до 15 кВ/м.

Негативний вплив електромагнітних полів на людину і на ті або інші компоненти екосистем прямо пропорційний потужності поля і часу опромінення. Неприятливий вплив електромагнітного поля, що створюється ЛЕП, виявляється вже при напруженості поля, що дорівнює 1 кВ/м. У людини порушується робота ендокринної системи, обмінні процеси, функції головного та спинного мозку і ін. [24].

Нині, за даними екологів та лікарів-гігієністів відомо, що всі діапазони електромагнітного випромінювання впливають на здоров'я і працеспроможність людей і мають віддалені наслідки. Вплив електромагнітних полів на людину в силу їх значної розповсюдженості більш небезпечний, ніж радіація. Електричні поля промислової частоти оточують людину цілодобово, завдяки випромінюванню від електропроводки, освітлювальних приладів, побутових електроприладів, ліній електропередач тощо. Енергетичне навантаження від електромагнітних випромінювань в промисловості і побуті зростає постійно у зв'язку зі стрімким розширенням мережі джерел фізичних полів електромагнітної природи, а також зі збільшенням їх потужностей. Людина нездатна фізично відчувати електромагнітне поле, що її оточує, проте воно викликає зменшення її адаптивних резервів, зниження імунітету, працеспроможності, під його впливом у людини розвивається синдром хронічної втоми, збільшується ризик захворювань. Особливо небезпечною є дія електромагнітних випромінювань на дітей, підлітків, вагітних жінок та осіб з послабленим здоров'ям.

5 ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ МОДЕРНІЗАЦІЇ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ ПС «КОРЕЛИЧІ»

5.1 Порівняння технічних рішень

Залежно від технічних та фінансових можливостей, можливі різні варіанти модернізації релейного захисту та автоматики на підстанціях. Щоб оцінити економічну ефективність цієї модернізації, необхідно проаналізувати різні технічні рішення із точки зору ефективності ресурсів. Для цього необхідно провести оцінку різних типів РЗ, таких як мікропроцесорні (рекомендовані для вибору), аналогові та електромеханічні. Також, ми зможемо переконатися, що мікропроцесорні пристрої є кращим варіантом порівняно зі старішими релейними захистами. Для здійснення детального аналізу, який потрібно проводити систематично, оскільки ринки обладнання перебувають у постійному русі, ми використовуємо оцінювальну карту (табл. 5.1).

Таблиця 5.1 – Оцінювальне порівняння технічних рішень

Оцінювальні критерії	Значення критерію	Оцінка			Конкурентність		
		$B_{мпр}$	$B_{ан}$	$B_{e/м}$	$K_{мпр}$	$K_{ан}$	$K_{e/м}$
Технічні критерії оцінки ресурсоефективності							
1 Зручність в експлуатації	0,02	4	3	3	0,05	0,04	0,04
2 Зручність впровадження	0,07	5	4	1	0,4	0,24	0,07
3 Надійність	0,3	5	3	2	1	0,7	0,5
4 Безпека	0,2	5	3	2	0,6	0,4	0,3
5 Необхідність ресурсів пам'яті	0,02	5	2	1	0,06	0,03	0,02
6 Можливість	0,05	1	2	5	0,05	0,09	0,3
7 Простота експлуатації	0,2	2	3	4	0,3	0,7	0,5
8 Функціональна потужність	0,03	5	4	1	0,2	0,09	0,03
9 Можливість приєднання до ЕОМ	0,2	5	2	1	0,6	0,3	0,2
10 Якість інтерфейсу	0,03	5	2	2	0,2	0,05	0,05
Економічні критерії ефективності							
1 Рівень проникнення на ринок	0,05	5	3	2	0,3	0,13	0,09
2 Конкурентноспроможність	0,05	5	3	1	0,3	0,13	0,05
3 Прогнозований термін експлуатації	0,08	5	4	3	0,36	0,29	0,22
4 Ціна	0,2	3	3	4	0,4	0,4	0,5
Всього	1	60	41	32	3,9	2,7	2,2

Порівняння конкурентних рішень розраховується за формулою:

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (5.1)$$

де B_i – значення показника; K – конкурентність; B_i – бал i -го показника.

За результатами здійсненого аналізу, було виявлено, що мікропроцесорне реле має найвищий бал ($K = 3,9$). Це легко пояснюється тим, що це реле виготовлене за сучасною технологією, яка дозволяє використовувати його разом із програмними пристроями та персональними комп'ютерами. Це значно покращує ефективність та зручність в експлуатації. Якщо оцінювати загальну картину, то можна побачити, що запропоноване мікропроцесорне реле перевершує конкуруючі аналоги за усіма порівнюваними параметрами. Мікропроцесорне реле складається із мікросхем та обчислювальних пристроїв, що значно ускладнює процес ремонту у разі поломки порівняно з електромеханічними реле.

5.2 Укладання бюджету та планування модернізації

Перелік робіт у межах модернізації. Для виконання модернізації потрібно виконати комплекс робіт, які складаються із наступних кроків:

- формування переліку учасників кожної роботи;
- формування структури робіт;
- планування тривалості робіт;
- укладання графіку виконання робіт.

Отримані результати розподілення виконавців та переліком робіт наведено в табл. 5.2.

Таблиця 5.2 – Розподіл виконавців із переліком робіт

Етапи	№ з/п роботи	Зміст	Виконавець
Розробка технічного завдання	1	Планування робіт	Керівник
	2	Затвердження технічної документації	Керівник
Вибір типу релейного за-	3	Характеристика об'єкту	Інженер

хисту	4	Проектування структурної схеми об'єкта, що захищається	Інженер
	5	Підбір та вивчення матеріального забезпечення	Інженер
Теоретичний і практичний аналіз роботи	6	Вибір пристроїв РЗ	Керівник
	7	Вибір типу виконання РЗ	Керівник
	8	Планування аварійних та ненормальних режимів	Інженер
	9	Розрахунок параметрів РЗ	Інженер
	10	Питання безпеки	Керівник
Розробка технічної документації	11	Техніко-економічні розрахунки	Інженер
	12	Складання пояснювальної записки	Інженер
Узагальнення та оцінка результатів	13	Аналіз ефективності одержаних результатів	Керівник

Обчислення трудомісткості робіт з розробкою графіку їх виконання. Обчислення очікуваної трудомісткості робіт здійснюємо за виразом:

$$t_{оци} = \frac{3t_{мини} + 2t_{макси}}{5}, \quad (5.2)$$

де $t_{макси}$ – максимальна можлива трудомісткість заданої роботи; $t_{мини}$ – мінімальна можлива трудомісткість заданої роботи; $t_{оци}$ – очікувана трудомісткість виконання роботи.

На основі очікуваної трудомісткості робіт обчислюємо тривалість кожної роботи, ця тривалість вимірюється в робочих днях T_p , за формулою [25]:

$$T_{pi} = \frac{t_{оци}}{Ч_i}, \quad (5.3)$$

де $Ч_i$ – число виконавців, що виконують ту саму роботу на цьому етапі.

Далі, тривалість кожного етапу роботи переводимо із робочих днів у календарні. Ця операція робиться для зручної побудови графіків. Для цього користуємося таким виразом:

$$T_{ки} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (5.4)$$

де $k_{\text{кал}}$ – коефіцієнт календарності.

Обчислення коефіцієнту календарності здійснюємо за такою формулою:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вих}} - T_{\text{св}}}, \quad (5.5)$$

де $T_{\text{св}}$ – число святкових днів у році; $T_{\text{вих}}$ – число вихідних днів у році.

Репрезентуємо результати обчислень:

$$t_{\text{оч}} = \frac{3t_{\text{mini}} + 2t_{\text{maxi}}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \approx 2 \text{ люд-год};$$

$$T_p = \frac{t_{\text{оч}}}{\mathcal{U}} = \frac{2}{1} = 2 \text{ дні};$$

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вих}} - T_{\text{св}}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,23;$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 2 \cdot 1,23 = 2,55 \approx 3 \text{ дні}.$$

Результати усіх розрахунків приводимо у табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Часові показники покращання РЗ

Назва роботи	Трудоємність робіт						Тривалість T_p (робочі дні)		Тривалість T_k (календарні дні)	
	t_{min} , люд·дні		t_{max} , люд·дні		$t_{\text{оч}}$, люд·дні		Керівник	Інженер	Керівник	Інженер
	Керівник	Інженер	Керівник	Інженер	Керівник	Інженер				
Планування робіт	3		5		4		4		5	
Затвердження технічної документації	1		2		2		2		3	
Характеристика об'єкту		3		4		4		4		9
Проектування структурної схеми об'єкта, що захищається		4		9		6		6		8
Підбір та вивчення матеріального забезпечення		5		8		7		7		9
Вибір пристроїв РЗ	4		8		6		6		8	
Вибір типу виконання РЗ	5		8		7		7		9	

Планування аварійних та ненормальних режимів		2		3		4		2		2
Розрахунок параметрів РЗ		2		4		8		8		10
Питання безпеки		3		7		5		5		6
Планування аварійних режимів		3		6		5		5		6
Техніко-економічні розрахунки	2		3		3		3		5	
Складання пояснювальної записки		1		3		2		2		5

З використанням табл. 5.3 можемо, також, відтворити план-графік Ганта.

Укладання бюджету для здійснення модернізації. Обчислені величини затрат для здійснення модернізації релейного захисту є підґрунтям для формування бюджету по проєкту, який при укладанні договору з замовником буде ставитися проєктантом як найнижча межа затрат [26].

Щоб не перевантажувати кваліфікаційну роботу економічними обчисленнями, отримані результати розрахунку бюджету затрат репрезентуємо у табл. 5.4.

Таблиця 5.4 – Результати розрахунку бюджету затрат

№	Назва статті	Сума, грн
1	Матеріальні затрати	350
2	Амортизація	2640
3	Відрахування до не бюджетних фондів	30432
4	Затрати на основну заробітну плату	100264
5	Затрати на додаткову заробітну плату	12032
6	Накладні витрати	23312
Сума		169032

5.3 Розрахунок сумарної вартості модернізації

Обчислюємо значення вартостей апаратури релейного захисту та автоматики для модернізації систем автоматики та релейного захисту трансформаторів ПС «Кореличі». Вибір вартості устаткування і обладнання здійснюємо із прейс-листа ТзОВ «РЗАСИСТЕМС» [25]. Результати вибору репрезентовано в табл. 5.5.

Таблиця 5.5 – Значення вартостей апаратури автоматики і релейного захисту ПС «Кореличі»

Назва	Тип	Ціна, грн	Кількість, шт	Сума, грн
Мікропроцесорний блок релейного захисту	БМРЗ–100	34000	2	68000
Автотрансформатор струму (ТС)	АТ–33	1700	3	5100
Лампи освітлювальні	СКЛ-14В	190	1	190
Реле-фільтр зворотної послідовності	РСН–14	3900	2	7800
Розширювач каналів до БМРЗ–100	ПТ–12	4040	1	4040
СУМА:				85130

Визначаємо кінцеве значення вартості модернізації автоматики та релейного захисту ПС «Кореличі» наперед додатково враховуючи 10 % вартості обладнання для монтажу за формулою [26]:

$$C = C_{II} + C_0 + C_0 \cdot 10\%; \quad (5.6)$$

$$C = 169032 + 85130 + 85130 \cdot 0,1 = 262675 \text{ грн,}$$

де C_0 – вартість обладнання; C_{II} – вартість проектування.

Результати обчислень показують, що загальна вартість модернізації автоматики та релейного захисту ПС «Кореличі» становить **262 тис грн.**

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі репрезентовано основні результати розробки етапів модернізації систем автоматики та релейного захисту електричної підстанції 35/10 кВ «Кореличі» ПАТ «Львівобленерго». Отримані результати можна узагальнити такими висновками.

1. Здійснено характеристику об'єкта, зокрема проаналізовано схему заповнення ПС «Кореличі», оцінено технічні характеристики ліній живлення підстанції та ліній, які відходять від підстанції, проаналізовано наявне на підстанції обладнання та його технічний стан. Окремо зроблено акцент на характеристику навантажень підстанції і особливо на стан систем автоматики та релейного захисту, а також обґрунтовано тему кваліфікаційної роботи.

2. Виконано обчислення параметрів схем заміщення ліній електропередач і трансформаторів та на їх основі розраховано струми коротких замикань. На основі проведених обчислень здійснено вибір основного обладнання підстанції, зокрема: вимикачів, роз'єднувачів та обмежувачів перенапруг.

3. Розроблено нову організацію систем релейного захисту та описано її концепцію. Здійснено обчислення уставок релейного захисту та параметрів спрацювання струмових відсічок. Спроектовано нову автоматизовану систему управління ПС «Кореличі» та представлено опис архітектури системи автоматики підстанції, принципу роботи телемеханіки та організації зв'язку.

4. У розділі охорони праці та навколишнього середовища здійснено структурно-функціональний аналіз виникнення небезпечних ситуацій при проведенні ремонту устаткування підстанції та виконанні робіт на свердлильному верстаті. Наведено правила безпеки праці та розрахунок заземлення підстанції. Також, розглянуто питання охорони довкілля, яке стосується впливу електромагнітних полів на навколишнє середовище.

5. В економічній частині кваліфікаційної роботи було проведено порівняння технічних рішень модернізації, укладено її бюджет та розраховано його сумарну вартість.

--

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств: підручник. Вінниця: Нова Книга, 2011. 656 с.
2. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи: підручник. Львів: В-во НУ»ЛП», 2009. 488 с.
3. План розвитку системи розподілу ПАТ «Львівобленерго»: Львів, ПАТ «Львівобленерго», 2019. 173 с.
4. Кирик В. В. Електричні мережі та системи. Київ: Політехніка, 2014. 132 с.
5. Бабаєв М. М., Блиндюк В. С., Супрун О. Д. Проектування систем електропостачання залізниць. Харків: УкрДУЗТ, 2019. 291 с.
6. Орлович А. Ю., Плешков П. Г., Козловський О. А. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання: навч. посіб. Кропивницький: Лисенко В.Ф., 2019. 272 с.
7. 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.
8. Лук'яненко Ю. В., Остапчук Ж. І., Кулик В. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Вінниця: ВДТУ, 2002. 116 с.
9. Василега П. О. Електропостачання. Суми: ВТД «Університетська книга», 2008. 415 с.
10. Бахор З. М., Журахівський А. В. Проектування підстанцій електричних мереж. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2017. 308 с.
11. Малинівський С. М. Загальна електротехніка: навчальний посібник. Львів: В-во Нац. у-ту «Львів. політех.», 2001. 596 с.
12. Казанський С. В., Матеєнко Ю. П., Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник. Київ: Вид-во «Політехніка», 2017. 456 с.
13. Клименко Б. В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Харків: Вид-во «Точка», 2012. 340 с.

14. Хохулін Б. К. Пристрої захисного вимкнення в мережах низької напруги. Львів: ЛьЦНТІ, 2000. 91 с.
15. Панченко С. В., Блиндюк В. С., Баженов В. М. Релейний захист і автоматика: навч. посібник. Харків: УкрДУЗТ, 2020. 250 с.
16. Яндульський О. С., Дмитренко О. О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем: навч. посіб. Київ: НТУУ «КПІ», 2016. 102 с.
17. Козярський Д. П., Майструк Е. В., Козярський І. П. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем: навчальний посібник. Чернівці: Чернівецький нац. ун., 2019. 133 с.
18. Махлін П. В., Костенко С. Ю., Кузьменко О. П. Інтелектуальні пристрої релейного захисту та автоматики: навч. посібник. Запоріжжя: НУ «Запорізька політехніка», 2020. 256 с.
19. Колісник М. О. Надійність програмних засобів мікропроцесорних пристроїв управління систем телекомунікації: навч. посібник. Харків: УкрДАЗТ, 2012. 167 с.
20. Правила улаштування електроустановок. Міненерговугілля України, 2017.
21. Арламов О. Ю. Безпека життєдіяльності та цивільний захист: конспект лекцій. Київ: В-во НТУУ «КПІ», 2018. 93 с.
22. Тимочко В. О., Городецький І. М., Березовецький А. П., Мазур І. Б. Безпека життєдіяльності та охорона праці. Львів: Сполом, 2022. 376 с.
23. Бондаренко В. О., Ганус О. І., Старков К. О., Шевченко С. Ю. Охорона праці в електроенергетиці: навчальний посібник. Харків: Вид-во «Підручник НТУ «ХПІ», 2014. 286 с.
24. Лук'янова Л. Основи екології: навч. посіб. Київ: Вища шк., 2000. 327 с.
25. 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.
26. Бандурка О. М., Ковальов Є. В., Садиков М. А., Маковоз О. С. Економіка підприємства. Харків: ХНУВС. 2017. 192 с.