

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ВЕТЕРИНАРНОЇ
МЕДИЦИНИ ТА БІОТЕХНОЛОГІЙ ІМЕНІ С.З. ГЖИЦЬКОГО
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА
ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
першого (бакалаврського) рівня освіти

на тему:

**«МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ВІДКРИТИХ
РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ 220 КВ»**

Виконав: студент IV курсу

групи Ен – 42сп спеціальності

141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Федишин Н. А.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник: Чабан А. В.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Рецензент: Кригуль Р. Є.

(прізвище та ініціали)

ДУБЛЯНИ 2025

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

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський) рівень

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)
к.т.н., доцент Левонюк В. Р.
(вч. звання, прізвище, ініціали)

“ ____ ” _____ 202__ року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Федишину Назару Анатолійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Модернізація системи релейного захисту відкритих розподільчих пристроїв 220 кВ»

керівник роботи д.т.н., професор Чабан А. В.
(наук.ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівського НУП 123/к-с від 25.02.25 р.

2. Строк подання студентом роботи 13.06.25 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 модернізації

2 Розрахунок аварійних режимів та уставок релейного захисту

4 Охорона праці та навколишнього середовища

5 Економічна ефективність модернізації комплексу релейного захисту

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	Городецький І. М., к.т.н., доцент			

7. Дата видачі завдання 25.02.25 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Виконання аналізу вихідних даних та характеристики об'єкта модернізації	25.02.2025 – 7.03.2025	
2	Обчислення струмів КЗ та уставок мікропроцесорного захисту ВРП 220 кВ	10.03.2025 – 14.03.2025	
3	Модернізація інформаційно-управляючого комплексу релейного захисту ВРП	17.03.2025 – 18.04.2025	
4	Виконання структурно-функціонального аналізу процесу та розробка моделі травмонебезпечних та аварійних ситуацій	21.04.2025 – 2.05.2025	
5	Вивчення питання охорони навколишнього середовища та здійснення техніко-економічної оцінки прийнятих рішень	5.05.2025 – 16.05.2025	
6	Завершення оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації	19.05.2025 – 30.05.2025	
7	Завершення роботи в цілому	2.06.2025 – 13.06.2025	

Студент

Федишин Н. А.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

Чабан А. В.

УДК 621.785.25:4

Федишин Н. А. «Модернізація системи релейного захисту відкритих розподільчих пристроїв 220 кВ». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет ветеринарної медицини та біотехнологій імені С. З. Гжицького, 2025 р. 45 с текстової частини, 6 таблиць, 11 рисунків, 25 джерел посилань.

У кваліфікаційній роботі розглянуто питання модернізації системи релейного захисту відкритого розподільчого пристрою 220 кВ з урахуванням сучасних технічних вимог та стандартів. Здійснено аналіз технічного стану існуючого обладнання РЗА та обґрунтовано доцільність його заміни. Виконано розрахунок струмів короткого замикання, які покладено в основу визначення уставок захисту. Розроблено технічне рішення щодо впровадження сучасного телемеханічного комплексу на базі *Siemens SICAM A8000*. Проаналізовано заходи з охорони праці при монтажі та експлуатації пристроїв РЗА. Оцінено економічну ефективність запропонованих технічних рішень, визначено очікуваний економічний ефект та строк окупності.

Ключові слова: релейний захист, автоматика, ВРП 220 кВ, коротке замикання, уставки захисту, телемеханіка, *SICAM A8000*, модернізація, мікропроцесорний термінал.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ’ЄКТА МОДЕРНІЗАЦІЇ.....	8
1.1 Загальна характеристика підстанції.....	8
1.2 Характеристика ВРП 220 кВ.....	9
1.3 Характеристика основного обладнання підстанції.....	10
1.4 Обґрунтування реконструкції релейного захисту.....	11
2 РОЗРАХУНОК АВАРІЙНИХ РЕЖИМІВ ТА УСТАВОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ.....	13
2.1 Обчислення струмів короткого замикання.....	13
2.2 Уставки релейного захисту.....	21
2.3 Розрахунок уставок релейного захисту повітряних ліній ПС №6 220 кВ – ПС №1 500 кВ для першого та другого контуру.....	22
2.3.1 Дистанційний захист.....	22
2.3.2 Струмовий захист нульової послідовності.....	25
2.3.3 Міжфазна струмова відсічка.....	26
3 ВИБІР ПРИСТРОЇВ АВТОМАТИКИ ТА ТЕЛЕМЕХАНІКИ.....	27
3.1 Основні функції та аналіз існуючої телемеханічної систем.....	27
3.2 Обґрунтування необхідності модернізації та вибір альтернативної телемеханічної системи.....	29
3.3 Технічне рішення щодо заміни ІУТК на нову систему.....	31
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА.....	34
4.1 Структурно-функціональний аналіз виникнення небезпечних ситуацій	34
4.2 Електробезпека при обслуговуванні пристроїв релейного захисту...	35
4.3 Вплив електромагнітних полів на довкілля.....	37
5 ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ МОДЕРНІЗАЦІЇ КОМПЛЕКСУ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ.....	39
ВИСНОВКИ.....	43
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	44

ВСТУП

Згідно правил улаштування електроустановок (ПУЕ) електроенергетична система – це електрична частина енергетичної системи в цілому та заживлені від її споживачі електричної енергії, які об'єднуються спільнотою процесу генерації, передавання, розподілу та споживання електричної енергії [1].

Нині на території України нараховується велика кількість електричних станцій та підстанцій різних класів напруги. Окрім основного електрообладнання (низьковольтного та високовольтного) на станціях та підстанціях встановлюють комплекс пристроїв, які призначені для автоматичної ліквідації пошкоджень при аваріях та ненормальних режимів. Цими важливими комплексами є пристрої релейного захисту та автоматики, які забезпечують надійну та стійку роботу електроенергетичної системи.

На українських підстанціях на нинішній день експлуатується багато підстанцій із застарілими пристроями релейного захисту, зокрема електромеханічними, які потребують заміни.

Наперед забігаючи, якщо детально розібрати аварії, які виникли на об'єкті електроенергетики, то можна побачити, що багато пристроїв релейного захисту працюють неправильно через їх застарівання. Фактичний середній термін служби електромеханічних пристроїв релейного захисту становить 25 років. Цей термін зумовлений аналізом коректної роботи цих пристроїв протягом тривалого часу [2].

Сьогодні, незважаючи на безжалісні атаки на енергетичну інфраструктуру агресора, наша держава здійснюється реконструкція станцій та підстанцій на усіх їх рівнях. Основним напрямком модернізації є цифровізація.

Основною частиною просування цієї стратегії є заміна електромеханічних пристроїв релейного захисту на більш сучасні мікропроцесорні, які дають змогу покращити якість електроенергії та надійність її передачі.

У сучасному світі при проектуванні станцій, підстанцій та розподільчих пристроїв потрібно враховувати сучасні розробки у розглядуваній галузі,

які пройшли полігонні випробування та досвідну експлуатацію. Так як у протилежному випадку через застосування неперевіреного у роботі електрообладнання, а також некоректної конфігурації схеми підстанції, може бути втрачена стійкість електроенергетичної системи до різних впливів, які можуть спровокувати аварійний або ненормальний режим. При цьому, не буде забезпечена необхідна якість електричної енергії.

У даній кваліфікаційній роботі передбачається дослідження схеми електричної мережі підстанції 500 кВ та пропрацювання основних питань реконструкції релейного захисту цієї підстанції та можливості заміни застарілого обладнання на сучасне.

Метою кваліфікаційної роботи є розробка технічного рішення з модернізації системи релейного захисту відкритого розподільчого пристрою 220 кВ, відповідно до вимог інтеграції в європейську енергосистему ENTSO-E.

Основні **завдання** кваліфікаційної роботи:

1. Здійснити аналіз технічного стану існуючої системи релейного захисту ВРП 220 кВ та виявити її основні недоліки.
2. Вивчити можливості застосування сучасних мікропроцесорних пристроїв релейного захисту та автоматики для умов ВРП.
3. Здійснити обчислення струмів короткого замикання у мережі 220 кВ з урахуванням схеми зовнішнього живлення та елементів підключення.
4. Розробити функціональну схему нової системи захисту та взаємодії пристроїв у складі АСКТП.
5. Здійснити аналіз заходів з охорони праці під час експлуатації та монтажу пристроїв РЗА.
6. Оцінити економічну ефективність модернізації системи релейного захисту ВРП 220 кВ.

Об'єктом кваліфікаційної роботи є система релейного захисту відкритого розподільчого пристрою 220 кВ електричної підстанції

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА МОДЕРНІЗАЦІЇ

1.1 Загальна характеристика підстанції

Нажаль у цілях енергетичної безпеки України, ми не можемо висвітлювати інформацію про діючі підстанції, тому назви підстанцій будуть зашифровані під відповідними номерами.

Підстанція, яка підлягає модернізації має вищу номінальну напругу 500 кВ та входить до складу Західної електроенергетичної системи України магістральних електричних мереж НЕК «Укренерго» [3].

Об'єкти експлуатації Західної електроенергетичної системи України знаходяться у шести областях України, зокрема, Волинській, Рівненській, Львівській, Тернопільській, Івано-Франківській та Закарпатській.

Рисунок вилучено керівником кваліфікаційної роботи для енергетичної безпеки України

Рисунок 1.1 – Нормальна схема електричних з'єднань ВРП ПС 500 кВ №1

Розглядувана підстанція ПС №1 500 кВ є вузловою транзитною підстанцією зі встановленою потужністю 1605 МВА. Робоча напруга – 500/220/110/10

кВ. ПС №1 500 кВ з'єднана з єдиною енергосистемою двома повітряними лініями напругою 500 кВ з підстанціями №2 – №5 та чотирма лініями напругою 220 кВ з підстанціями №6 – №9. Також, від підстанції відходить одна повітряна лінія напругою 110 кВ.

На рисунку 1.1 представлено нормальну схему електричних з'єднань ВРП ПС 500 кВ №1.

Відкриті розподільчі пристрої напругою 500 кВ виконано за нетиповою схемою «Трансформатори-шини з приєднанням ліній через 2 вимикачі». Відкриті розподільчі пристрої напругою 220 кВ виконано за схемою «Одна робоча секційована вимикачем, та обхідна система шин».

Закриті розподільчі пристрої напругою 10 кВ (ЗРУ 10 кВ) виконано з двома секціями: перша секція живиться від автотрансформатора 1АТ через розподільний пристрій; друга секція живиться від автотрансформатора 2АТ відповідно. Також можливе живлення від трансформатора 1Т, під'єданого до секційної перемички та живильного від ПЛ 110 кВ.

Резервне живлення власних потреб ПС 500 кВ №1 від зовнішньої підстанції здійснюється через трансформатор 1Т та ПЛ 110 кВ.

1.2 Характеристика ВРП 220 кВ

Відкриті розподільчі пристрої напругою 220 кВ, як було сказано вище, виконані за схемою «одна робоча, секціонована з вимикачем та обхідна система шин». До ВРП підключено чотири лінії, які відходять.

Остання реконструкція ВРП 220 кВ здійснювалася понад 15 років тому. У результаті реконструкції було замінено вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму та напруги, обмежувачі перенапруги.

ВРП 220 кВ виконана блочним способом. Блокове компонування ВРП 220 кВ дає змогу здійснювати ремонт та технічне обслуговування обладнання за допомогою автокранів та гідропідійомників, без зняття напруги із сусідніх приє-

днань. Також полегшується проїзд пересувних лабораторій до обладнання для проведення профілактичних робіт.

Тип блоків ВРП 220 кВ вибирається на основі головної схеми електричних з'єднань.

Ошинування ВРП 220 кВ виконано гнучкими сталюалюмінієвими проводами 2хАС 600/72. Лінії, які відходять, виконуються проводами марками АС-400/51 та АСО-400.

Приєднання проводів до апаратів виконується за допомогою апаратних затискачів, які пресуються. Усі апарати вибрані відповідно до методик їх вибору та встановлені відповідно до рекомендацій заводів-виробників.

1.3 Характеристика основного обладнання підстанції

На даний час на ПС №1 500 кВ встановлено:

- 3 однофазні автотрансформатори 1АТ типу АОДЦТН-267000/500 потужністю 267 МВА, напругою 500/220/15,54 кВ;
- 3 однофазні автотрансформатори 2АТ типу АОДЦТН-267000/500 потужністю 267 МВА, напругою 500/220/10 кВ;
- 1 трифазний трансформатор 1Т типу ТМН-2500/110, потужністю 2,5 МВА, напругою 110/10 кВ;
- 1 трифазний трансформатор 5Т типу ТМ-2500/15,54, потужністю 2,5 МВА, напругою 15,54/10 кВ.

Далі розглянемо обладнання, яке встановлено на ВРП 220 кВ.

На ВРП 220 кВ встановлено таке комутаційне обладнання:

- 10 повітряних вимикачів ВВС-220Б/2000;
- 8 роз'єднувачів РНДЗ-16-220/1000;
- 4 роз'єднувачі РНДЗ-16-220/2000;
- 8 роз'єднувачів РНДЗ-26-220/1000;
- 4 роз'єднувачі РНДЗ-26-220/2000.

Також встановлено 120 трансформаторів струму таких типів:

- ТФНД-220-IV-2000-1А 0,5;
- ТФНД-220-IV-1000-1А 0,5;
- ТФЗМ-220-IV-1000-1А 0,5;
- ТГФМ-220-II-1000-1А 0,2 S.

На ВРП 220 кВ встановлено 2 обмежувачі перенапруги ОПН-220/154/10/800, які застосовуються для захисту двох трансформаторів напруги НАМІ-220 У1.

1.4 Обґрунтування реконструкції релейного захисту

Згідно із цільовою інвестиційною програмою, реконструкцію пристроїв та комплексів релейного захисту та автоматики має бути виконано заміну мікроелектронних пристроїв релейного захисту та автоматики на ПС №1 500 кВ [4].

Раніше на підстанції для захисту ліній 220 кВ було встановлено шафи ШДЕ-2801. Нормативний термін даних шаф згідно документація заводу-виробника становить 12 років. На даний момент обладнання експлуатується протягом 24 років, що перевищує нормативний термін у 2 рази. Тому потрібно здійснити заміну цих пристроїв.

У ході реконструкції потрібно здійснити заміну малонадійних мікроелектронних захистів ШДЕ-2801 повітряних ліній 220 кВ на сучасні шафи із мікропроцесорними терміналами РЗА. Завдяки цьому збільшиться надійність електропостачання ліній, які відходять від підстанції.

Відповідно до цільової інвестиційної програми, на підстанції ПС №1 500 кВ передбачено реконструкцію пристроїв релейного захисту та автоматики (РЗА) з повною заміною морально та фізично застарілих мікроелектронних пристроїв, зокрема типу ШДЕ-2801, які використовуються для захисту повітряних ліній 220 кВ.

Шафи типу ШДЕ-2801 було впроваджено в експлуатацію понад 20 років тому. За цей час обладнання повністю вичерпало свій ресурс: термін служби згідно з паспортом становить 12 років, а фактична експлуатація триває понад 24

роки. Крім фізичного зношення, важливу роль відіграє і моральне старіння: відсутність цифрових інтерфейсів, обмежена функціональність, низький рівень діагностики, незручність обслуговування та налаштування, а також складність інтеграції в сучасні автоматизовані системи керування (АСКТП).

Основні недоліки шаф ШДЕ-2801 [5]:

- відсутність можливості самодіагностики та архівації подій;
- низька швидкодія та точність спрацювання, що є критичним при коротких замиканнях;
- немає підтримки ІЕС 61850, що унеможлиблює цифрову інтеграцію;
- обмежена функціональність – лише базові захисти без розширеної логіки;
- великі габарити, значна кількість проводів, складність монтажу та ремонту.

Заміна цих пристроїв на сучасні мікропроцесорні термінали релейного захисту дає змогу впровадити нову філософію цифрової підстанції, де все обладнання взаємодіє через стандартизовані цифрові протоколи з мінімальною кількістю аналогових сигналів.

Відповідно до стратегічних цілей НЕК «Укренерго», підстанції магістральних мереж повинні відповідати вимогам об'єднаної енергосистеми Європи (ENTSO-E). Це передбачає впровадження цифрових захистів, телемеханіки та відкритих протоколів обміну даними, що унеможлиблює подальше використання застарілих пристроїв радянського або пострадянського виробництва.

Крім технічних переваг, впровадження мікропроцесорних РЗА сприяє:

- підвищенню надійності енергопостачання стратегічно важливих регіонів;
- зниженню ризику аварій через втому обладнання або людський фактор;
- економії коштів на обслуговування за рахунок зменшення кількості пристроїв та кабелів;
- підвищенню безпеки персоналу за рахунок дистанційної роботи з апаратурою.

Усе це обґрунтовує необхідність заміни старих пристроїв на сучасні цифрові комплекси РЗА, які стануть базою для подальшої модернізації всієї підстанції.

2 РОЗРАХУНОК АВАРІЙНИХ РЕЖИМІВ ТА УСТАВОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

2.1 Обчислення струмів короткого замикання

Для того, щоб вибрати параметри налаштування пристроїв релейного захисту та автоматики, а також для вибору первинних електричних апаратів (вимикачів, роз'єднувачів, заземлювачів та ізоляторів), потрібно визначити струми короткого замикання [6].

Для обчислення струмів короткого замикання потрібно розглянути кілька режимів роботи мережі: нормальний, тимчасово допустимі, аварійні та післяаварійні.

Під нормальним режимом роботи електричної мережі розуміють такий режим, при якому нормуються параметри мережі (такі як напруга та частота) не перевищують тривало допустимих значень за їх відхилень від номінальних.

Ускладнений режим – це режим роботи мережі, при якому проходять відхилення параметрів, які нормуються, від номінальних значень.

Як було сказано раніше, обтяжений режим поділяється на три види:

1) тимчасово допустимий – це режим роботи, при якому відхилення параметрів, які нормуються, допустимі на певний час без серйозних збитків для споживачів та самої мережі;

2) аварійний режим – це такий режим роботи, який характеризується наявністю небезпечних для електричної мережі та її елементів явищ – наприклад, короткі замикання, обриви ліній електропередачі;

3) післяаварійний режим – це режим роботи, який виникає після будь-якої аварії, який характеризується новими умовами роботи мережі. Наприклад, часто після аварійних ситуацій виникають обмеження щодо потужності.

Розглянути різні режими роботи та види коротких замикань є дуже важливим, тому що від цього залежить результативність роботи пристроїв релейного захисту та надійність системи у цілому.

Для подальших розрахунків обчислимо найбільший робочий струм для нормального режиму лінії 220 кВ, яка відходить та найбільший робочий струм режиму – при вимкненні одного із приєднань.

Номинальний струм лінії обчислюється за формулою [7]:

$$I_{номCH} = \frac{S_{CH}}{\sqrt{3} \cdot U_{номCH} \cdot n}, \quad I_{номCH} = \frac{801 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3 \cdot 7} = 300 \text{ А}, \quad (2.1)$$

де S_{CH} – потужність навантаження при середній напрузі 220 кВ; $U_{номCH}$ – номінальна напруга на стороні СН; n – кількість приєднань, які відходять.

Струм обтяженого режимі обчислюємо за формулою:

$$I_{номCH} = \frac{S_{CH}}{\sqrt{3} \cdot U_{номCH} \cdot (n-1)}, \quad I_{номCH} = \frac{801 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3 \cdot (7-1)} = 350 \text{ А}. \quad (2.2)$$

Також потрібно обчислити струми на стороні СН автотрансформаторів. На підстанції встановлено два автотрансформатори, тому струм нормального режиму обчислюється за формулою:

$$I_{номCH} = \frac{S_{навCH}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{номCH}}, \quad I_{AT} = \frac{801 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 1005 \text{ А}, \quad (2.3)$$

де $S_{навCH}$ – потужність навантаження на СН автотрансформатора; $U_{номCH}$ – номінальна напруга на стороні СН.

Ускладнений режим для автотрансформатора є коли другий автотрансформатор буде виведено з роботи. Струм обтяженого режиму обчислимо так:

$$I_{номCH} = \frac{S_{навCH}}{\sqrt{3} \cdot U_{номCH}}, \quad I_{номCH} = \frac{801 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 2010 \text{ А}. \quad (2.4)$$

Струми короткого замикання замикання будуть обчислені для двох точок на шинах 220 кВ.

На рисунку 2.1 представлено принципову схему ділянки мережі.

Розрахунок будемо здійснювати у відносних одиницях за таких базових умов:

- базова потужність – $S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА}$;
- базова напруга – $U_{\sigma 1} = 515 \text{ кВ}$; $U_{\sigma 2} = 230 \text{ кВ}$.

Обчислюємо базисний струм для кожного ступеня трансформації за формулою:

$$I_{\phi} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}, \quad I_{\phi} = \frac{S_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot 230} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,5 \text{ кА.} \quad (2.5)$$

Надперехідне значення ЕРС приймаємо рівним $E_c = 1,0$.

Рисунок вилучено керівником кваліфікаційної роботи для енергетичної безпеки України

Рисунок 2.1 – Аналізований фрагмент мережі

Для обчислення струмів короткого замикання потрібно укласти схему заміщення. Для розрахунку струмів короткого замикання у точці K використаємо схему заміщення, яка показана на рисунку 2.2.

Рисунок вилучено керівником кваліфікаційної роботи для енергетичної безпеки України

Рисунок 2.2 – Схема заміщення для обчислення струмів короткого замикання

Розрахуємо параметри схеми заміщення та спростимо її. Розглянемо обладнання на ГЕС. Там умовно встановлено 10 однакових генераторів, опір яких знаходимо за формулою [8]:

$$x_{ГГЕС} = \frac{x_d'' \cdot S_{\bar{\sigma}} \cdot \cos \varphi}{P}, \quad x_{ГГЕС} = \frac{0,296 \cdot 1000 \cdot 0,9}{640} = 0,416 \text{ в.о.} \quad (2.6)$$

де x_d'' – реактивний опір генератора; $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності генератора; P – номінальна потужність генератора.

На ГЕС встановлено 5 трансформаторів. Опір обмоток трансформатора обчислюємо за формулою:

$$x_{ТГЕС} = \frac{u_k \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_n}, \quad x_{ТГЕС} = \frac{12,5 \cdot 1000}{100 \cdot 533} = 0,235 \text{ в.о.} \quad (2.7)$$

де u_k – напруга короткого замикання, яка приймається за паспортними даними трансформатора.

Визначимо еквівалентні опори на ГЕС:

➤ сумарний опір двох паралельно увімкнених генераторів:

$$x_{\Sigma ГГЕС} = \frac{x_{ГГЕС} \cdot x_{ГГЕС}}{x_{ГГЕС} + x_{ГГЕС}} = \frac{0,416 \cdot 0,416}{0,416 + 0,416} = 0,208 \text{ в.о.};$$

➤ сумарний опір двох паралельно увімкнених генераторів та трансформаторів:

$$x_{\Sigma Г+ТГЕС} = x_{\Sigma ГГЕС} + x_{ТГЕС} = 0,208 + 0,235 = 0,443 \text{ в.о.}$$

➤ оскільки опори усіх блочних груп рівні, загальний опір ГЕС обчислюємо із формули:

$$x_{ГЕС} = \frac{x_{\Sigma Г+ТГЕС}}{5} = \frac{0,443}{5} = 0,0886 \text{ в.о.}$$

Визначимо опори повітряних ліній ГЕС – ПС №3 500 кВ. Довжина одного контура становить 30,7 км, довжина другого контура становить 30,9 км. Марка дроту для обох контурів – АС-500/64.

$$x_{ГЕС-№3} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{61}^2}, \quad (2.8)$$

$$x_{ГЕС-№31\text{л}} = 0,304 \cdot 30,79 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,0353 \text{ в.о.}, \quad x_{ГЕС-№32\text{л}} = 0,304 \cdot 30,95 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,0355 \text{ в.о.}$$

Лінії підключені паралельно, обчислюємо їх сумарний опір:

$$x_{ГЕС-№3} = \frac{x_{ГЕС-№31\text{ц}} \cdot x_{ГЕС-№32\text{ц}}}{x_{ГЕС-№31\text{ц}} + x_{ГЕС-№32\text{ц}}} = \frac{0,0353 \cdot 0,0355}{0,0353 + 0,0355} = 0,0177 \text{ в.о.}$$

Аналогічно обчислюються опори повітряних ліній ПС №3 500 кВ – ПС №2 500 кВ. Довжина одного контура становить 40,7 км, довжина другого контура становить 41,0 км. Марка дроту для обох контурів – АС-400/51. Відтак, $x_{№3-№21\text{к}} = 0,0235$ в.о., $x_{№3-№22\text{к}} = 0,085$ в.о., а опір двох паралельних ліній становить $x_{№3-№2} = 0,0235$ в.о.

Опір повітряної лінії ПС №2 500 кВ – ПС №1 500 кВ з довжиною лінії 73,9 км, маркою дроту – АС-400/51 становить $x_{№2-№1} = 0,085$ в.о.

Для обчислення струмів короткого замикання у точці *K* використовуємо схему заміщення, представлену рисунку 2.3.

Рисунок вилучено керівником кваліфікаційної роботи для енергетичної безпеки України

Рисунок 2.3 – Схема для обчислення струмів КЗ у точці *K*

Обчислимо параметри схеми заміщення та зробимо її спрощення. На ТЕС встановлено три генератора: ТВФ-63-2, ТВФ-120-2, ТВФ-110-2-Е. Їх опір знаходимо за формулою, аналогічною для генераторів, які встановлені на ГЕС [9].

$$x_{ГТЕС1} = \frac{0,180 \cdot 1000 \cdot 0,8}{63} = 2,285 \text{ в.о.}, \quad x_{ГТЕС2} = \frac{0,192 \cdot 1000 \cdot 0,8}{100} = 1,536 \text{ в.о.},$$

$$x_{ГТЕС3} = \frac{0,189 \cdot 1000 \cdot 0,8}{110} = 1,375 \text{ в.о.}$$

На ТЕС встановлено автотрансформатор. Опори обмоток автотрансформатора обчислюються за формулою:

$$x_{ATTEC} = \frac{u_k \cdot S_{\bar{6}}}{100 \cdot S_H}, \quad (2.9)$$

де u_k – напруга короткого замикання. Цю напругу потрібно визначити для кожної обмотки за формулами згідно з технічними даними автотрансформатора.

$$u_{KB} = 0,5 \cdot (u_{KB-C} + u_{KB-H} - u_{KC-H}) = 0,5 \cdot (10,3 + 32,4 - 20,3) = 11,3 \text{ \%};$$

$$u_{KC} = 0,5 \cdot (u_{KB-C} + u_{KC-H} - u_{KB-H}) = 0,5 \cdot (10,3 + 20,3 - 32,4) = -0,9 \text{ \%};$$

$$u_{KH} = 0,5 \cdot (u_{KB-H} + u_{KC-H} - u_{KB-C}) = 0,5 \cdot (32,4 + 20,3 - 10,3) = 21,2 \text{ \%}.$$

де u_{KB-H} , u_{KC-H} , u_{KB-C} – напруги короткого замикання, приймаються за паспортними даними автотрансформатора.

Звідки

$$x_{ATTECB} = \frac{11,3 \cdot 1000}{100 \cdot 200} = 0,565 \text{ в.о.}, \quad x_{ATTECC} = \frac{-0,9 \cdot 1000}{100 \cdot 200} = -0,045 \approx 0 \text{ в.о.},$$

$$x_{ATTECH} = \frac{21,2 \cdot 1000}{100 \cdot 200} = 1,06 \text{ в.о.}$$

Еквівалентний опір трьох паралельно увімкнених генераторів становить $x_{\Sigma GTEC} = 0,55$ в.о., а загальний опір ТЕС становить $x_{ABTEC} = 2,175$ в.о.

Опір повітряної лінії ТЕС – ПС №6 220 кВ довжиною 9,69 км з маркою дроту – АСО-400/51 становить $x_{TEC-\text{№}6} = 0,077$ в.о.

Відповідно, опір повітряної лінії ПС №1 500 кВ – ПС №6 220 кВ з довжинами першого та другого контура 6,29 км і третього 9 км та марками проводів АС-400/51 буде становити: $x_{\text{№}1-\text{№}6 \text{ 1к}} = 0,0498$ в.о., $x_{\text{№}1-\text{№}6 \text{ 2к}} = 0,0498$ в.о., $x_{\text{№}1-\text{№}6 \text{ 3к}} = 0,071$ в.о., а їх сумарний опір буде становити $x_{\text{№}1-\text{№}6} = 0,018$ в.о.

Здійснимо перетворення схеми до точки K . Еквівалентована схема представлена на рисунку 2.4.

Обчислимо сумарний опір до точки K зі сторони 220 кВ за формулою:

$$x_{K220\text{кВ}} = x_{TEC} + x_{TEC-\text{№}6} + x_{\text{№}1-\text{№}6} = 2,175 + 0,077 + 0,018 = 2,27 \text{ в.о.}$$

На підстанції №1 500 кВ встановлено шість однофазних автотрансформаторів. Опір обмоток автотрансформатора обчислюється за аналогічними формулами, як в попередньому випадку. Тому, задля економії місця та уник-

нення перевантаження кваліфікаційної роботи математичними розрахунками ми представимо лише кінцеві результати розрахунків.

Рисунок вилучено керівником кваліфікаційної роботи для енергетичної безпеки України

Рисунок 2.4 – Еквівалентована схема для обчислення струмів КЗ

Напруги короткого замикання автотрансформаторів: фаза А 1АТ – $u_{KB1AT} = 9,285 \%$, $u_{KC1AT} = -1,015 \%$, $u_{KH1AT} = 13,515 \%$; фаза В 1АТ – $u_{KB1AT} = 9,51 \%$, $u_{KC1AT} = -1,19 \%$, $u_{KH1AT} = 13,79 \%$; фаза С 1АТ – $u_{KB1AT} = 9,48 \%$, $u_{KC1AT} = -1,12 \%$, $u_{KH1AT} = 13,72 \%$; фаза А 2АТ – $u_{KB1AT} = 9,365 \%$, $u_{KC1AT} = -1,035 \%$, $u_{KH1AT} = 14,235 \%$; фаза В 2АТ – $u_{KB1AT} = 10,635 \%$, $u_{KC1AT} = -1,565 \%$, $u_{KH1AT} = 14,565 \%$; фаза С 2АТ – $u_{KB1AT} = 9,365 \%$, $u_{KC1AT} = -0,935 \%$, $u_{KH1AT} = 14,335 \%$.

На основі отриманих напруг обчислюємо опори обмоток автотрансформаторів [10]:

$$x_{1AT\phi.AB} = \frac{u_{KB1AT} \cdot S_{\phi}}{100 \cdot S_H} = \frac{9,285 \cdot 1000}{100 \cdot 267} = 0,347 \text{ в.о.}$$

Для решти обмоток представимо лише результати обчислень:

$$\begin{aligned} x_{1AT\phi.AB} &= 0,347 \text{ в.о.}, & x_{1AT\phi.AC} &= 0,038 \approx 0 \text{ в.о.}, & x_{1AT\phi.AH} &= 0,5 \text{ в.о.}, \\ x_{1AT\phi.BB} &= 0,356 \text{ в.о.}, & x_{1AT\phi.BC} &= 0,044 \approx 0 \text{ в.о.}, & x_{1AT\phi.BH} &= 0,52 \text{ в.о.}, \\ x_{1AT\phi.CB} &= 0,355 \text{ в.о.}, & x_{1AT\phi.CC} &= 0,041 \approx 0 \text{ в.о.}, & x_{1AT\phi.CH} &= 0,513 \text{ в.о.}, \\ x_{2AT\phi.AB} &= 0,35 \text{ в.о.}, & x_{2AT\phi.AC} &= 0,038 \approx 0 \text{ в.о.}, & x_{2AT\phi.AH} &= 0,533 \text{ в.о.}, \\ x_{2AT\phi.BB} &= 0,398 \text{ в.о.}, & x_{2AT\phi.BC} &= 0,058 \approx 0 \text{ в.о.}, & x_{2AT\phi.BH} &= 0,545 \text{ в.о.}, \\ x_{2AT\phi.CB} &= 0,35 \text{ в.о.}, & x_{2AT\phi.CC} &= 0,038 \approx 0 \text{ в.о.}, & x_{2AT\phi.CH} &= 0,533 \text{ в.о.} \end{aligned}$$

Обчислюємо сумарний опір автотрансформатора: $x_{AT} = 0,059 \text{ в.о.}$

Сумарний опір зі сторони 500 кВ становить [11]:

$$\begin{aligned} x_{к2500кВ} &= x_{СШГЕС} + x_{СШГЕС-ОЗ} + x_{ОЗ-АЛ} + x_{АЛ-АБ} + x_{АТ} = \\ &= 0,0886 + 0,0177 + 0,0235 + 0,085 + 0,059 = 0,2738 \text{ в.о.} \end{aligned}$$

Сумарний опір до точки К становить:

$$x_K = \frac{x_{к220кВ} \cdot x_{к500кВ}}{x_{к220кВ} + x_{к500кВ}} = \frac{2,27 \cdot 0,2738}{2,27 + 0,2738} = 0,244 \text{ в.о.}$$

Обчислюємо діюче значення періодичної складової струму короткого замикання у точці К за формулою:

$$I_K = I_{б2} \cdot \frac{E_{рез}}{x_{\Sigma}}, \quad I_K = 2,5 \cdot \frac{2,65}{0,244} = 27,14 \text{ кА.} \quad (2.10)$$

Нині фахівці-електроенергетики, які займаються обчисленнями установок, не розраховують струми КЗ вручну. Усі струми обчислюються у спеціалізованих програмних комплексах. Зокрема, нами було використано програмний комплекс роботи ведуться у програмі «DIgSILENT PowerFactory». У цій програмі було укладено електричну схему з усіма необхідними параметрами. Задано необхідний режим роботи та точку короткого замикання. Програма здійснила обчислення струмів коротких замикань, результати яких представлено у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати обчислень струмів коротких замикань

Вузол/Елемент	3-фазне КЗ	Однофазне КЗ		
	I _{1(фаза)} , А	I _{1(фаза)} , А	I _{2(фаза)} , А	I _{30(фаза)} , А
$U = 239.2 \text{ кВ}, Z_1 = 0,396 + j4,96 \text{ Ом}, Z_2 = 0,4 + j5,01 \text{ Ом}, Z_0 = 0,16 + j2,58 \text{ Ом}$				
1 секція ВРП 220 кВ ПС №1	27151	10955	10955	32864
1 контур ЛЕП до ПС №6 220 кВ	1759	673	678	1344
3 контур ЛЕП до ПС №6 220 кВ	1178	451	454	1379
1АТ ВРП 220 кВ ТЕС	9247	3692	3667	13928
2 секція ВРП 220 кВ ПС №1	27151	10955	10955	32864
2 контур ЛЕП до ПС №6 220 кВ	1759	673	678	1344
2АТ ВРП 220 кВ ТЕС	8912	3558	3533	13197

Далі нам потрібно здійснити обчислення уставок релейного захисту та автоматики.

2.2 Уставки релейного захисту

Уставка РЗіА – це таке граничне значення величини за якої реле має спрацювати. Тобто це такий параметр, при якому відбувається відмикання комутуючих пристроїв.

Уставки та методика розрахунку до них може відрізнятися у різних виробників, оскільки усі ці параметри залежать від логіки, яка реалізується у рамках алгоритму. Ми розглянемо обчислення уставок комплексу ступінчастих захистів повітряних ліній ПС №6 220 кВ – ПС №1 500 кВ I, II та III контурів, які реалізовані з урахуванням терміналу «ЕКРА».

Одним із захистів, який входить до комплексу ступінчастих захистів шафи є струмова відсічка [12].

Токова відсічка – це вид захисту від перевантаження за струмом із обмеженою зоною дії, призначена для швидкого відмикання при короткому замиканні. Відсікання бувають миттєві та із невеликою витримкою часу до 0,6 секунди. Основною відмінністю струмової відсічки від максимального струмового захисту – це відсутність реле часу.

Селективність дії відмикання електричної енергії досягається за рахунок обмеження зони її дії. Цей захист відналаштовується від струму короткого замикання у кінці лінії, яка захищається або там, де вона має працювати.

Ще одним захистом є дистанційний захист. Дистанційний захист застосовується у мережах складної конфігурації, де із міркувань швидкодії та чутливості не можуть бути використані більш прості максимальні струмові та скеровані струмові захисту.

Дистанційним захистом визначається опір та відстань (дистанція) до місця короткого замикання, відповідно, у залежності від цих параметрів захист спрацьовує з меншою чи більшою витримкою часу.

Дистанційний захист виконується багатоступеневим, причому при короткому замиканні у першій зоні, яка охоплює 80 – 85 % довжини лінії, яка захищається, час спрацьовування захисту є не більше 0,15 с.

Для другої зони, яка виходить за межі лінії, що захищається, витримка часу на ступінь є вище і коливається у межах 0,4 – 0,6 с. При короткому замиканні у третій зоні витримка часу є ще більшою та вибирається, як і для спрямованих струмових захистів [13].

Струмовий спрямований захист нульової послідовності також застосовується для захисту лінії ПС №6 220 кВ – ПС №1 500 кВ. Струмовий спрямований захист нульової послідовності застосовується для необхідності забезпечення захисту високовольтних ліній електропередач від однофазних коротких замикань – замикань на землю одного із фазних проводів в електромережі. Цей захист використовується у ролі резервного захисту ліній електропередач класу напруги 110 кВ та вище.

Найнадійніший та разом із тим найпростіший захист лінії – це логічний ланцюжок із контакту струмового реле, реле напрямку потужності та реле часу (починаючи з другого ступеня).

Перший ступінь діє без витримки часу та охоплює 40 – 60 % довжини лінії, інші ступені мають витримки часу. Другий ступінь охоплює 90 – 100 % довжини лінії. Третій ступінь охоплює лінію до протилежних шин підстанції. Четвертий (п'ятий ступінь) застосовується для забезпечення далекого резервування.

Переходимо до розрахунку уставок дистанційного захисту усіх контурів повітряних ліній.

2.3 Розрахунок уставок релейного захисту повітряних ліній ПС №6 220 кВ – ПС №1 500 кВ для першого та другого контуру

2.3.1 Дистанційний захист. Дистанційний захист використовується для захисту первинних об'єктів від міжфазних замикань та замикань на землю. Дистанційний захист складається із 6 ступенів, але для захисту ПЛ ПС №6 220 кВ – ПС №1 500 кВ I та II контуру застосовуються лише 3 ступені.

Опір спрацьовування першого ступеня вибирається за умовою відна-
лаштування від короткого замикання на шинах підстанції, що примикає до
протилежного кінця лінії та обчислюється за формулою [14]:

$$Z_{сз}^I = \frac{1}{k_{відс}} \cdot Z_{л}, \quad Z_{сз}^I = \frac{1}{1,15} \cdot 2,64 = 2,295 \text{ Ом}, \quad (2.11)$$

де $k_{відс}$ – коефіцієнт відналаштування, який приймається рівним 1,15; $Z_{л}$ –
опір аналізованої лінії, який приймається рівним 2,64 Ом.

Опір спрацьовування другого ступеня вибирається з умови узгодження
із першим ступенем захисту протилежного кінця паралельної лінії та обчис-
люється за формулою:

$$Z_{сз}^{II} = \frac{1}{k_{відс}} \cdot (Z_{л} + \frac{0,85}{k_{сгр}} \cdot Z_{сзпарал}), \quad Z_{сз}^{II} = \frac{1}{1,15} \cdot (2,64 + \frac{0,85}{0,719} \cdot 5,6) = 7,978 \text{ Ом}. \quad (2.12)$$

де $k_{відс}$ – коефіцієнт струморозподілу, що приймається рівним 0,719.

Опір спрацьовування третього ступеня вибирається за умовою відбудо-
ви від мінімально можливого значення опору навантаження та обчислюється
за формулою:

$$Z_{сз}^{III} = \frac{0,85 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot k_{відс} \cdot k_{\phi} \cdot I_{робмакс}}, \quad Z_{сз}^{III} = \frac{0,85 \cdot 220}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,1 \cdot 825} = 99,14 \text{ Ом}, \quad (2.13)$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга; $k_{відс}$ – коефіцієнт відналаштування, прийма-
ється рівним 1,2; k_{ϕ} – коефіцієнт повернення, приймається рівним 1,1;
 $I_{робмакс}$ – максимальний робочий струм лінії.

Далі буде визначено опір спрацьовування ступенів захисту по реактив-
ній осі:

➤ першого ступеня

$$Z_{сз}^I = Z_{сз}^I \cdot \sin \varphi_{мч}, \quad Z_{сз}^I = 2,295 \cdot \sin 79 = 2,252 \text{ Ом}, \quad (2.14)$$

де $\varphi_{мч}$ – кут максимальної чутливості, приймається рівним 79°;

➤ другого ступеня

$$Z_{сз}^{II} = Z_{сз}^{II} \cdot \sin \varphi_{мч}, \quad Z_{сз}^{II} = 7,978 \cdot \sin 79 = 7,831 \text{ Ом}; \quad (2.15)$$

➤ третього ступеня

$$Z_{c3}^{III} = Z_{c3}^{III} \cdot \sin \varphi_{мч}, \quad Z_{c3}^{III} = 99,14 \cdot \sin 79 = 97,318 \text{ Ом.} \quad (2.16)$$

Опір спрацьовування першого ступеня активної осі враховує опір дуги у місці короткого замикання та обчислюється за умовою:

$$R_{c3}^I \geq Z_{c3}^I \cdot \cos \varphi_{мч} + R_{\text{дуги}} \cdot k_{\text{стр}}, \quad R_{c3}^I = 2,295 \cdot \cos 79 + 0,56 \cdot 0,2 = 0,589 \text{ Ом,} \quad (2.17)$$

де $R_{\text{дуги}}$ – опір дуги, який обчислюється за формулою:

$$R_{\text{дуги}} = 1050 \cdot \frac{l_{\text{дуги}}}{I_{\text{кз.мін}}} = 1050 \cdot \frac{9}{16910} = 0,56 \text{ Ом,}$$

де $l_{\text{дуги}}$ – довжина дуги; $I_{\text{кз.мін}}$ – мінімальний струм короткого замикання лінії.

Опір спрацьовування другого ступеня активної осі враховує результативне збільшення опору дуги під дією сили вітру та обчислюється за умовою:

$$R_{c3}^{II} \geq Z_{c3}^{II} \cdot \cos \varphi_{мч} + R_{\text{дуги}} \cdot k_{\text{стр}}, \quad R_{c3}^{II} = 7,978 \cdot \cos 79 + 2,17 \cdot 0,2 = 2,157 \text{ Ом,} \quad (2.18)$$

де $R_{\text{дуги}}$ – результуючий опір дуги, який обчислюється за формулою [15]:

$$R_{\text{дуги}} = R_{\text{дуги}} \cdot \left(1 + \frac{5 \cdot v \cdot t_{c3}^{II}}{l_{\text{дуги}}}\right) = 0,56 \cdot \left(1 + \frac{5 \cdot 4 \cdot 1,3}{9}\right) = 2,17 \text{ Ом,}$$

де v – швидкість вітру, приймається рівним 4 м/с; t_{c3}^{II} – час спрацьовування другого ступеня захисту визначається нижче.

Опір спрацьовування третього ступеня по активній осі враховує результуюче збільшення опору дуги під дією сили вітру та обчислюється за умовою:

$$R_{c3}^{III} \geq Z_{c3}^{III} \cdot \cos \varphi_{мч} + R_{\text{дуги}} \cdot k_{\text{стр}}, \quad R_{c3}^{III} = 99,14 \cdot \cos 79 + 8,03 \cdot 0,2 = 21,078 \text{ Ом,} \quad (2.19)$$

де $R_{\text{дуги}}$ – результуючий опір дуги, який визначається так:

$$R_{\text{дуги}} = R_{\text{дуги}} \cdot \left(1 + \frac{5 \cdot v \cdot t_{c3}^{III}}{l_{\text{дуги}}}\right) = 0,56 \cdot \left(1 + \frac{5 \cdot 4 \cdot 6}{9}\right) = 8,03 \text{ Ом,}$$

де t_{c3}^{III} – час спрацьовування другого ступеня захисту визначається нижче.

Тепер обчислимо витримки часу:

➤ першого ступеня

$$t_{cp}^I = 0 \text{ с;}$$

➤ другого ступеня

$$t_{cp}^{II} = t_{cp\text{попер}} + \Delta t = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ с},$$

де $t_{cp\text{попер}}$ – витримка часу попереднього захисту;

➤ третього ступеня

$$t_{cp}^{III} = t_{cp\text{мин}} + \Delta t = 5,5 + 0,5 = 6 \text{ с}.$$

Далі, здійснимо обчислення захисту нульової послідовності.

2.3.2 Струмовий захист нульової послідовності. Струмовий захист нульової послідовності застосовується для захисту від однофазних замикань. Цей захист включає 4 ступені. Перший ступінь застосовується ненаправленим. Уставка струму спрацьовування першого ступеня знаходиться за відналаштуванням через захист при коротких замиканнях на землю у кінці повітряної лінії при відімкненій паралельній ПЛ ПС №6 220 кВ – ПС №1 500 кВ та обчислюється за формулою:

$$I_{cз}^I \geq k_{відс} \cdot 3I_0^{(1)}, \quad I_{cз}^I \geq 1,2 \cdot 16140 = 19368 \text{ А}, \quad (2.20)$$

де $k_{відс}$ – коефіцієнт відналаштування, приймаємо рівним 1,2.

Час спрацьовування першого ступеня $I_{cp}^I = 0$ с. Другий ступінь застосовується спрямованою. Уставка за струмом спрацьовування другого ступеня обчислюється так [16]:

➤ за відналаштування від $3I_{0\text{max}}$ через захист при коротких замиканнях на землю у кінці повітряної лінії при увімкненій паралельній повітряній лінії та обчислюється формулою:

$$I_{cз}^{II} = k_{відс} \cdot 3I_0^{(1)} = 1,2 \cdot 6141 = 7369 \text{ А};$$

➤ за погодженням з першим ступенем захисту попередньої лінії та обчислюється за формулою:

$$I_{cз}^{II} = k_{відс} \cdot k_{cmp} \cdot I_{cз}^{II} = 1,1 \cdot 0,66 \cdot 6700 = 4864 \text{ А};$$

➤ за погодженням з першим ступенем захисту протилежного кінця паралельної лінії:

$$I_{сз}^{II} = k_{відс} \cdot k_{стр} \cdot I_{сз}^{II} = 1,1 \cdot 0,45 \cdot 6800 = 3366 \text{ А}, \quad I_{сз}^{II} = 1,1 \cdot 0,4 \cdot 5200 = 2288 \text{ А}.$$

Час спрацьовування другого ступеня обчислюється за умовою погодження із часом спрацювання захисту суміжних ліній:

$$I_{ср}^{II} = t_{сзсуміж} + \Delta t, \quad I_{ср}^I = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с},$$

де $t_{сзсуміж}$ – час спрацьовування захисту суміжної лінії.

Третій ступінь застосовується спрямованим. Уставка струму спрацювання третього ступеня знаходиться за відналаштуванням від захисту суміжних ліній та визначається за формулою:

$$I_{сз}^{III} \geq k_{відс} \cdot 3I_0^{(1)} = 1,2 \cdot 2650 = 3180 \text{ А}.$$

Час спрацьовування третього ступеня обчислюється за умовою погодження із часом спрацювання захисту суміжних ліній

$$I_{ср}^{III} = t_{сзсуміж} + \Delta t = 1,6 + 0,5 = 2,1 \text{ с}.$$

Четвертий ступінь застосовується спрямованою. Уставка по струму спрацювання четвертого ступеня відбудови від струму небалансу при коливаннях та асинхронному ході та обчислюється за формулою:

$$I_{сз}^{IV} \geq k_{відс} \cdot k_{пер} \cdot I_{0неб}, \quad I_{сз}^{IV} \geq 1,25 \cdot 0,05 \cdot 5850 = 365 \text{ А},$$

де $k_{пер}$ – перехідний коефіцієнт, який прийнято рівним 0,05.

Час спрацьовування четвертого ступеня вибирається за умовою узгодження з часом третього ступеня наступної лінії:

$$I_{ср}^{IV} = t_{сзсуміж} + \Delta t = 4 + 0,5 = 4,5 \text{ с}.$$

Переходимо до розрахунку міжфазної струмової відсічки.

2.3.3 Міжфазна струмова відсічка. Уставка спрацьовування міжфазної струмової відсічки вибирається за умовою відбудови від максимального струму при коротких замикання на протилежному кінці лінії:

$$I_{сз}^I \geq k_{відс} \cdot I_{кзмакс}, \quad I_{сз}^I \geq 1,2 \cdot 14829 = 17794,8 \text{ А}.$$

Час спрацьовування міжфазної струмової відсічки приймається рівним $I_{ср}^I = 0 \text{ с}$.

3 ВИБІР ПРИСТРОЇВ АВТОМАТИКИ ТА ТЕЛЕМЕХАНІКИ

3.1 Основні функції та аналіз існуючої телемеханічної систем

У рамках організації модернізації підстанції ПС №1 500 кВ буде проводитися не лише заміна шаф релейного захисту, а й розглядається питання про інтеграцію системи збору та передачі інформації у шафи релейного захисту та автоматики, що встановлюються.

Основною метою, яку переслідують під час модернізації системи телемеханіки є покращання ефективності контролю та керування підстанцією, зниження рівня аварійності та підвищення надійності і безпеки функціонування основного устаткування.

Все це можна реалізувати, якщо створити надійну розподілену систему збору, зберігання та передачі інформації із технологічних об'єктів у диспетчерські пункти та центри керування мережами [17].

Під системою телемеханіки розуміється така система, яка потрібна для контролю та керування технологічними процесами на об'єктах електроенергетики. Система телемеханіки складається із обладнання, яке призначене для збору, передавання, обробки та представлення інформації про процеси, які відбуваються.

До систем телемеханіки ставляться такі вимоги:

- система має передавати достовірні дані (постійного змісту) на всьому шляху від джерела інформації до місця призначення;
- висока швидкість передавання даних (розраховується на основі часу передавання усієї інформації).

Функції, які виконуються системою телемеханіки, представлено на рисунку 3.1.

Функції користувача пов'язані з інформацією, яка надходить від оператора або процесу у вигляді сигналів, які потім зберігаються всередині цієї системи. Як відомо із назв, функції оперативної обробки перетворенням інфор-

мації на сигнали та забезпечують правильне отримання даних, а основним завданням функцій транспортування є передача інформації по мережах, каналах або фізичних лініях між станціями.

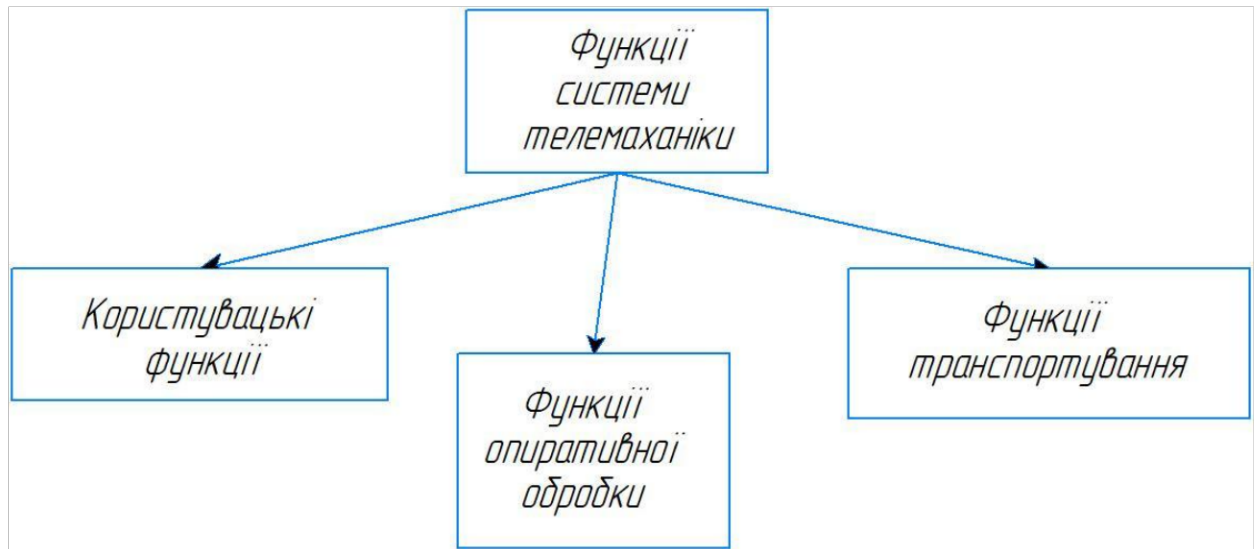


Рисунок 3.1 – Функції системи телемеханіки

На даний момент на підстанції №1 500 кВ для систем збору та передачі інформації використовують інформаційно-керуючий телемеханічний комплекс «Граніт-мікро» (рисунок 3.2).

Рисунок вилучено керівником кваліфікаційної роботи для енергетичної безпеки України

Рисунок 3.2 – Інформаційно-керуючий телемеханічний комплекс «Граніт-мікро»

Інформаційно-керуючий телемеханічний комплекс «Граніт-мікро» є багаторівневим комплексом, який призначений для керування, діагностики та регулювання реєстрації виробничих процесів об'єкти. Основне застосування цієї пристрої знайшли для автоматизованих систем керування, автоматизованих систем диспетчерського управління, автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії та реєстрації аварійної інформації (РАІ).

ІУТК «Граніт-мікро» складається з таких пристроїв [18]:

- 1) модуль безперебійного живлення, який формує напругу постійного струму та забезпечує безперебійну подачу живлення при зникненні мережі 220 В;
- 2) контролер-накопичувач-шлюз, завдяки якому встановлюється зв'язок між контрольованим пунктом та пунктом управління;
- 3) модуль введення дискретних сигналів, призначений для введення дискретних сигналів від датчиків стану об'єкта, який контролюється;
- 4) 2 модулі введення телевимірювань поточних значень вимірюваних параметрів.

3.2 Обґрунтування необхідності модернізації та вибір альтернативної телемеханічної системи

Нині в Україні діє проєкт «Підвищення ефективності передачі електроенергії (Модернізація підстанцій) II». Цей проєкт реалізується НЕК «Укренерго» у співпраці з німецьким банком KfW. У грудні 2022 року було укладено кредитну угоду на суму 32,5 млн євро для фінансування реконструкції високовольтних підстанцій. Метою цього проєкту є впровадження автоматизованих систем керування технологічними процесами та дистанційного управління обладнанням, що відповідає стандартам ENTSO-E [19].

На даний момент на підстанції використовується інформаційно-управляючий телемеханічний комплекс «Граніт-мікро», який забезпечує збір, передачу та обробку оперативної інформації. Проте, з урахуванням сучасних вимог до автоматизації об'єктів електроенергетики, дана система є морально застарілою.

З метою підвищення ефективності експлуатації підстанції, рівня кіберзахисту, а також забезпечення відмови від російських технологій, доцільним є впровадження сучасного телемеханічного комплексу європейського виробництва. Як перспективну альтернативу ми пропонуємо вибрати SICAM A8000 / SICAM AK3 виробництва Siemens (Німеччина).

Рисунок вилучено керівником кваліфікаційної роботи для енергетичної безпеки України

Рисунок 3.3 – SICAM A8000 / SICAM AK3 виробництва Siemens

Ці комплекси забезпечують широкі можливості збирання, обробки та передачі телемеханічної інформації відповідно до міжнародних стандартів. Для обґрунтування переваг модернізації нижче наведено порівняльну таблицю технічних характеристик.

Таблиця 3.1 – Порівняльна характеристики пристроїв ІУТК

Критерій порівняння	Граніт-мікро	Siemens SICAM A8000 / AK3
Країна виробник	росія	Німеччина
Підтримка стандартів	ІЕС 60870-5-101, обмежено ІЕС 104	Повна підтримка ІЕС 60870-5-101/104, ІЕС 61850
Кібербезпека	Відсутній захист на рівні протоколів	Вбудовані засоби кіберзахисту, VPN, firewall
Програмована логіка	Відсутня або обмежена	Повноцінна логіка на базі CFC/ІЕС 61131-3
Гнучкість конфігурації	Фіксована апаратна	Модульна архітектура, роз-

	архітектура	ширення за потребою
Інтерфейси зв'язку	RS-232, RS-485, Ethernet (обмежено)	Ethernet, GPRS, 4G, FO, IEC 61850 Goose
Можливість дистанційної конфігурації	Немає або обмежено	Повна підтримка дистанційного керування
Сумісність із SCADA-системами	Вузька сумісність	Повна інтеграція з SCADA (SICAM PAS, WinCC тощо)
Підтримка резервування	Немає	Так (резервування модулів живлення, CPU)
Термін служби та сервісна підтримка	Обмежена, особливо у сучасних умовах	Гарантована підтримка 15+ років

Відтак, телемеханічний комплекс SICAM A8000/AK3 забезпечує вищий рівень автоматизації, є повністю сумісним із міжнародними протоколами, має захист від кіберзагроз та адаптований для інтеграції у сучасні енергосистеми. Ці переваги обґрунтовують доцільність заміни застарілого комплексу «Граніт-мікро» на запропоновану сучасну систему.

3.3 Технічне рішення щодо заміни ІУТК на нову систему

Пропонується впровадження телемеханічного комплексу *SICAM A8000*, який складається із модульного *RTU*-контролера (наприклад, *CP-8050*), модулів вводу/виводу, комунікаційних модулів та інтерфейсів для підключення до зовнішніх пристроїв. Схема підключення нової ІУТК представлена на рисунку 3.4.

Інформаційний обмін забезпечується по двох каналах:

- до верхнього рівня SCADA (АСКТП) – за допомогою IEC 60870-5-104 або IEC 61850;
- до первинного обладнання підстанції – через дискретні/аналогові входи, Modbus RTU/TCP, GOOSE, RS-485, Ethernet.

Умовна структурна схема включає:

- вводи сигналів з апаратури РЗА (реле, трансформатори струму/напруги);

- ввід/вивід даних із комутаційної апаратури (вимикачі, роз'єднувачі);
- підключення до серверу SCADA/АСКТП (через *Ethernet*);
- резервний канал передачі (оптоволокну / *GSM* / *LTE* / *VPN*).

Рисунок вилучено керівником кваліфікаційної роботи для енергетичної безпеки України

Рисунок 3.4 – Схема підключення ІУТК на основі *SICAM A8000*

У таблиці 3.2 представлено перелік обладнання та інтерфейсів.

Таблиця 3.2 – Перелік обладнання та інтерфейсів

Компонент	Позначення/модель	Призначення
Контролер телемеханіки	SICAM A8000 CP-8050	Основний процесор, керування модулями
Модулі цифрового вводу	DI 16x24V DC	Зчитування станів (позицій) апаратури
Модулі аналогового вводу	AI 8x20mA / 8x10V	Зчитування струмів, напруг, температур
Модулі цифрового виводу	DO 8x24V DC	Команди на керування (вимикачі, роз'єднувачі)
Комунікаційні мо-	CM (RS-232/485, FO,	Підключення до SCADA,

дулі	Ethernet)	РЗА, модемів
Блок живлення з резервуванням	PSU 24/48V DC	Безперебійне живлення
GSM/4G модем (опційно)	Siemens MD741-1 або аналог	Резервний канал зв'язку
Програмне забезпечення	SICAM TOOLBOX II	Налаштування, діагностика, введення в експлуатацію

У результаті реалізації технічного рішення очікується зниження часу реагування на аварійні ситуації, підвищення точності обліку технологічних параметрів та повна відповідність європейським стандартам автоматизації підстанцій.

У процесі впровадження нової телемеханічної системи на базі *SICAM A8000* важливим аспектом є забезпечення поетапної інтеграції без виведення підстанції з експлуатації. Це досягається шляхом модульної установки обладнання, що дає змогу проводити монтаж, налаштування та перевірку працездатності окремих частин системи паралельно з існуючою.

SICAM A8000 підтримує «гарячу» заміну модулів, що забезпечує додаткову зручність під час введення системи в експлуатацію. Також передбачено попереднє конфігурування усіх логічних функцій у програмному середовищі *SICAM TOOLBOX II*, що значно скорочує час пусконаладжувальних робіт без ризику помилок під час конфігурації «в полі».

Важливо відзначити, що підключення до існуючих силових трансформаторів, вимикачів та апаратури РЗА не потребує суттєвої реконструкції комутаційних кіл, оскільки *SICAM A8000* має широкі можливості взаємодії з традиційними (не цифрованими) пристроями.

Таким чином, впровадження нового комплексу може бути виконане без зупинки технологічного процесу, що є критично важливим для високовольтних об'єктів, які працюють у безперервному режимі.



4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

4.1 Структурно-функціональний аналіз виникнення небезпечних ситуацій

Розробка та вживання ефективних заходів запобігання аварійним і травмо небезпечних 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 [20].

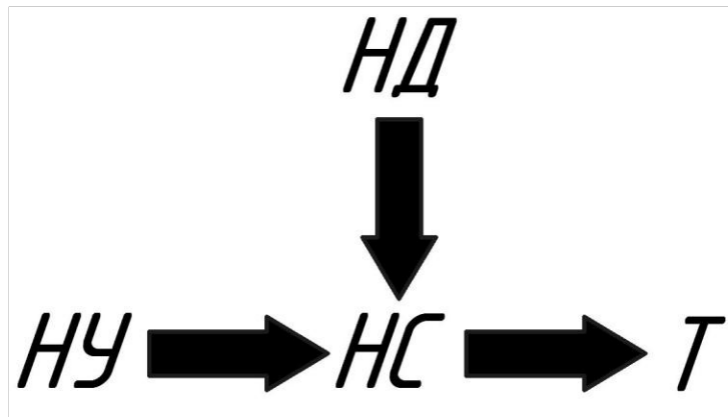


Рисунок 4.1 – Аналіз процесу формування небезпечної ситуації при проведенні ремонту устаткування підстанції: НУ – небезпечна умова (не викнено живлення); НД – небезпечна дія (нехтування правилами ТБ); НС – небезпечна ситуація (ураження струмом); Т – травма.

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.

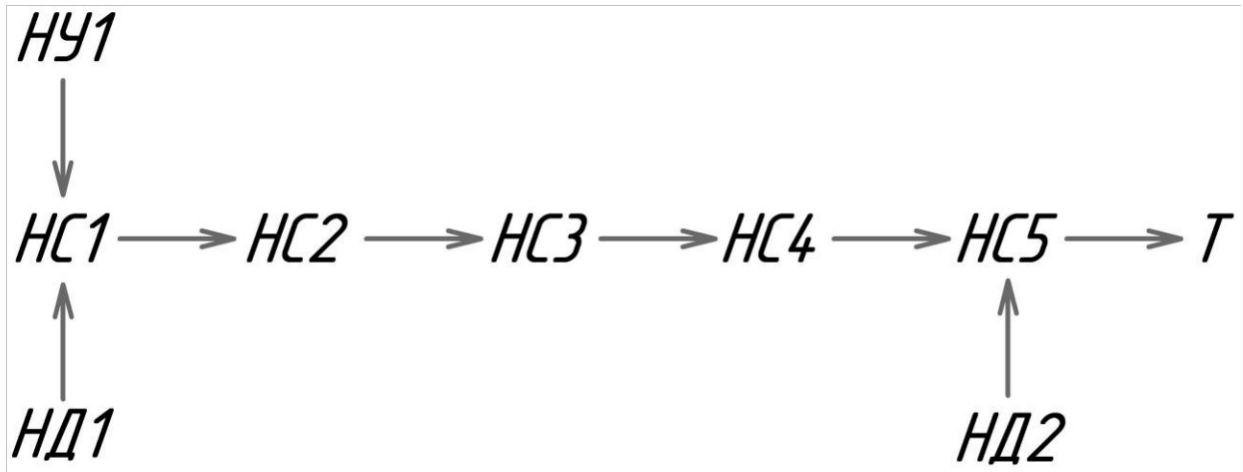


Рисунок 4.2 – Аналіз процесу формування небезпечної ситуації при виконанні робіт на свердлильному верстаті: НУ1 – небезпечна умова (зазор між підручником та свердлом перевищує допустимий); НД1 – небезпечна дія (при свердлінні робітник неправильно тримає деталь); НД2 – небезпечна дія (робітник знаходиться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

4.2 Електробезпека при обслуговуванні пристроїв релейного захисту

При виконанні робіт з технічного обслуговування пристроїв РЗА слід звернути особливу увагу на такі вказівки [21]:

а) тимчасові схеми, які збираються для налагодження обладнання (зняття характеристик, осцилографування тощо), повинні виконуватися на спеціальних столах. Забороняється застосовувати столи з металевою робочою поверхнею або з металевим обрамленням. Ізоляція з'єднувальних провідників не повинна бути пошкодженою;

б) тимчасові лінії живлення мають бути виконані ізольованим проводом (кабелем), надійно закріплені, а у місцях проходження людей повинні бути підняті на висоту не менше 2,5 м;

в) живлення тимчасових схем для перевірок та випробувань має виконуватись через автоматичний вимикач із позначенням включеного та відклю-

ченого положень. Послідовно з вимикачем у контур живлення встановлюється комутаційний пристрій з видимим розривом контура (штепсельний роз'єм). При знятті напруги зі схеми першим вимикається вимикач, потім штепсельний роз'єм;

г) складання тимчасових схем для електричних випробувань, перемикання проводів у схемі, перестановку приладів та апаратів у ній забороняється здійснювати без зняття напруги і створення видимого розриву мережі живлення;

д) при перервах і закінченні робіт з технічного обслуговування, персонал, який виконував роботи, повинен відключити лінію тимчасового живлення зі створенням видимого розриву;

е) металеві корпуси переносних приладів, апаратів повинні бути заземлені та занулені;

ж) при використанні в роботі комплектних випробувальних пристроїв повинні бути передбачені заходи, що запобігають доступу до виводів, які знаходяться під напругою. При підключенні випробувального пристрою до контурів, які можуть бути заземлені (контури струму, напруги), необхідно переконатися у відсутності гальванічного зв'язку між вхідними та вихідними затискачами пристрою. За наявності такого зв'язку слід тимчасово відключати заземлення. У всіх випадках необхідно ретельно ознайомитися з правилами безпеки під час користування випробувальним пристроєм;

з) робоче місце має бути зручним та достатньо освітленим відповідно до вимог (13, п. 1.4.12) та СНіП 23-05-95. «Природне та штучне освітлення».

і) при виконанні робіт слід суворо стежити, щоб ліва і права руки не торкалися одночасно елементів або точок схеми, що знаходяться під напругою 36 В і більше, і заземлених предметів і апаратів (заземлених корпусів панелей, приладів, стендів, батарей центрального опалення та ін.);

к) за наявності у схемах пристроїв РЗА конденсаторів, у випадку необхідності роботи в цих контурах, конденсатори повинні бути розряджені;

л) вимірювання слід проводити сухими руками в одязі з опущеними рукавами, кільця та металеві браслети повинні бути зняті;

м) роботи в контурах та пристроях РЗА мають проводитися за виконавчими схемами. Робота без схем, з пам'яті, забороняється.

З метою забезпечення безпеки робіт у діючих електроустановках вживають такі організаційні заходи: призначають осіб, відповідальних за організацію та проведення робіт; оформляють наряд чи розпорядження; організують допуск до проведення робіт та нагляд за їх проведенням; здійснюють перерви у роботі та встановлюють час закінчення робіт [22].

Право видачі нарядів на проведення робіт у діючих електроустановках надається електротехнічному персоналу, що має кваліфікаційну групу не нижче IV (електроустановки до 1000 В), на основі розпорядження головного механіка.

Без наряду, за розпорядження, переданим безпосередньо або по телефону, можуть виконуватися роботи без зняття напруги далеко від струмовідних частин, які знаходяться під напругою, короточасні та невеликі за обсягом роботи зі зняттям та без зняття напруги з електроустановки, що виконуються оперативним персоналом чи під його наглядом. Розпорядження фіксується у оперативному журналі.

4.3 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. [23].

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 КОМПЛЕКСУ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

Кошторис – це документ, у якому прописують суми грошей, в межах яких має бути зроблено будівництво або модернізація будь-якого об’єкта. Кошториси складаються у всіх галузях. В електроенергетичній області у проектуванні об’єктів реконструкції чи модернізації завжди включається розділ розрахунків витрат, які потім зводяться до кошторисної документації.

У кваліфікаційній роботі розглядається технічне переоснащення, оскільки пристрої зі строком служби, який минув, замінюються на нові. І на такі дії також має бути складений кошторис, де буде прописаний розмір необхідного капіталу для вкладення.

Експлуатаційні витрати обчислюються за такою формулою [24]:

$$EB = 3П + H_{3П} + A_{ОРІЧНІ} + P_{ТО} + C_{ЕЕ} + I_n, \quad (5.1)$$

де $3П$ – заробітна плата робочого персоналу, яка обчислюється за формулою:

$$3П = 3_{мб} \cdot \Gamma_C \cdot (1 + k_{доd}), \quad (5.2)$$

де $3_{мб}$ – трудомісткість обслуговування; Γ_C – годинна тарифна ставка обслуговуючого персоналу; $k_{доd}$ – коефіцієнт додаткової оплати праці, який дорівнює 0,25; $H_{3П}$ – нарахування на заробітну плату; $A_{ОРІЧНІ}$ – річні амортизаційні відрахування, які визначаються за формулою:

$$A_{ОРІЧНІ} = (K_{ВБ} - Ц_{НК} \cdot N_C) \cdot \frac{a}{100} + Ц_{НК} \cdot N_C \cdot \frac{H_{РІЧ}}{t_{нк}}, \quad (5.3)$$

де $Ц_{НК}$ – капіталовкладення; $P_{ТО}$ – витрати на ремонт та технічне обслуговування, які визначаються за формулою:

$$P_{ТО} = K \cdot \frac{e}{100}, \quad (5.4)$$

де $C_{ЕЕ}$ – вартість електроенергії, яка обчислюється за формулою [25]:

$$C_{ЕЕ} = T_{ЕЕ} \cdot P_{ЕЕ} \cdot H_{ГО}, \quad (5.5)$$

де T_{EE} – тариф на електроенергію; I_n – інші витрати, які приймаються рівними 1 % від капітальних вкладень.

Спочатку розрахунок витрат на реконструкцію спирається на суму планового фінансування об'єкта реконструкції. На ПС №1 500 кВ на рік, у який проходить модернізація об'єкта, закладено суму, подану у таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Розрахунок суми планового фінансування робіт на ПС №1 500 кВ

Назва затрат	Вартість робіт, грн без ПДВ	Сума планового фінансування для формування інвестиційного бюджету, грн з ПДВ	Застосування ПДВ для формування суми планового фінансування
Фонд оплати праці	204638	204638	без ПДВ
Страхові внески	62 210	62 210	без ПДВ
ПММ із коштів інвестиційного бюджету	0,0	0,0	з ПДВ
Витрати на відрядження	0,0	0,0	без ПДВ
Матеріали з коштів інвестиційного бюджету	0,0	0,0	з ПДВ
Обладнання із коштів інвестиційного бюджету	0,0	0,0	з ПДВ
Амортизація	0,0	0,0	Виключається із суми фінансування
Всього	266848	266848	

У таблиці 5.2 представлено специфікацію обладнання, матеріалів, запасних частин до обладнання, які купуються для реконструкції ПС №1 500 кВ.

Таблиця 5.2 – Специфікація обладнання, матеріалів, запасних частин до обладнання, яке купується для реконструкції ПС №1 500 кВ

Назва	Марка	Кількість, шт	Ціна за одиницю, грн	Вартість продукції, грн
1. Обладнання РЗіА				
Шафа КСЗ, у складі терміналу	ШЕТ221.09-00	3	877360	2632080,0
Програмно-технічний комплекс для перегляду осцилограм		1	85472	85472
2. Замінювальні вироби та частини				
Термінал захисту КСЗ		1	355680,0	355680,0
3. Перевіряльне обладнання				
Випробувальний комплект	Omicron	1	1104734,0	1104734,0
Всього			2423246,0	4177966,0
ПДВ			484649,0	835593,0
Всього			307895,0	5013559,0

У таблиці 5.3 представлено зведену вартість реконструкції ПС №1 500 кВ.

Таблиця 5.3 – Зведена таблиця вартості реконструкції ПС №1 500 кВ

Назва розділів, об'єктів, робіт та затрат	Вартість робіт і матеріалів, грн	Вартість обладнання, грн	Всього, грн
1. Основні об'єкти будівництва			
Будівельно-монтажні роботи (у тому числі підготовчі та демонтажні)	6580280,76		6580280,76
Обладнання (у тому			4177966,0

числі запасні вироби і частини та інші пристрої): обладнання ЗВЧ перевіряльне обладнання		2717552,0 355680,0 1104734,0	
Всього на основні об'єкти	6580280,7	4177966,0	9297832,7
2. Інші роботи та витрати			
Пусконаладжувальні роботи	1818685,0		1818685,0
Перевірка забезпечення стандартів	263440		263440
Технічні консультації	63600		63600
Всього на інші роботи	2145725		2145725
3. Проектні та пошукові роботи			
Розробка робочої документації	557580,0		557580,0
Авторський нагляд	38174,0		38174,0
Всього на проектні роботи	595755,0		595755,0
Всього за п. 1 – 3	9320561	4177966,0	12039313,0
ПДВ	1864352	835593,0	2407862,0
ВСЬОГО	11184913,8	5013559,0	14447176,8

Відтак, сумарна вартість реконструкції ПС №1 500 кВ становить **14447176,8** грн.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі було розглянуто технічні, розрахункові та організаційні аспекти модернізації системи релейного захисту відкритого розподільчого пристрою 220 кВ. На основі виконаного аналізу розроблено обґрунтовані інженерні рішення щодо впровадження сучасного мікропроцесорного обладнання РЗА.

1. Проаналізовано існуючий стан системи захисту та виявлено основні недоліки застосовуваних застарілих шаф типу ШДЕ-2801. Наведено технічне обґрунтування необхідності впровадження сучасних цифрових терміналів, які відповідають вимогам стандартів IEC 61850 та ENTSO-E.

2. Здійснено розрахунок струмів короткого замикання на ділянках ВРП 220 кВ. Розрахункові значення стали основою для визначення уставок пристроїв захисту відповідно до типових алгоритмів дії МСЗ та інших захистів.

3. Запропоновано технічне рішення щодо заміни морально застарілої системи телемеханіки «Граніт-мікро» на сучасний комплекс *Siemens SICAM A8000*, з описом його архітектури, функціональних можливостей, протоколів зв'язку та інтеграції з *SCADA/АСКТП*.

4. Розглянуто заходи з охорони праці при експлуатації обладнання РЗА на підстанціях, визначено потенційні небезпеки та засоби їх усунення або зменшення, зокрема щодо електробезпеки та захисту персоналу.

5. Виконано оцінку економічної ефективності модернізації системи РЗА. Показано, що проєкт має строк окупності близько 2,5 років і дозволяє суттєво знизити експлуатаційні витрати та ймовірність відмов обладнання.

--

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Правила улаштування електроустановок. Міненерговугілля України. 2017. 617 с.
2. Василега П. О. Електропостачання. Суми: ВТД «Університетська книга», 2008. 415 с.
3. <https://ua.energy/>
4. <https://www.nerc.gov.ua/storage/app/uploads/public/67f/fb2/2e3/67ffb22e3fed5737014078.pdf>
5. Лушкін В. А., Абраменко І. Г., Барбашов І. В., Черкашина В. В., Шутенко О. В. Загальна характеристика та розрахунок режимів розподільних мереж: навчальний посібник. Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2013. 193 с.
6. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств: підручник. Вінниця: Нова Книга, 2011. 656 с.
7. Хохулін Б. К. Пристрої захисного вимкнення в мережах низької напруги. Львів: ЛьВЦНТІ, 2000. 91 с.
8. Бабаєв М. М., Блиндюк В. С., Супрун О. Д. Проектування систем електропостачання залізниць. Харків: УкрДУЗТ, 2019. 291 с.
9. Левонюк В. Основи електропостачання: методичні вказівки для виконання курсової роботи для здобувачів першого (бакалаврського) рівня освіти зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Львів: ЛНУП, 2023. 43 с.
10. Маліновський А. А., Хохулін Б. К. Основи електропостачання. Львів: Львівська політехніка, 2005. 324 с.
11. Бахор З. М., Журахівський А. В. Проектування підстанцій електричних мереж. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2017. 308 с.
12. 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.
13. Козярський Д. П., Майструк Е. В., Козярський І. П. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем: навчальний посібник. Чернівці: Чернівецький нац. ун., 2019. 133 с.

14. Махлін П. В., Костенко С. Ю., Кузьменко О. П. Інтелектуальні пристрої релейного захисту та автоматики: навч. посібник. Запоріжжя: НУ «Запорізька політехніка», 2020. 256 с.

15. Панченко С. В., Блиндюк В. С., Баженов В. М. Релейний захист і автоматика: навч. посібник. Харків: УкрДУЗТ, 2020. 250 с.

16. Колісник М. О. Надійність програмних засобів мікропроцесорних пристроїв управління систем телекомунікації: навч. посібник. Харків: Укр-ДАЗТ, 2012. 167 с.

17. Орлович А. Ю., Плешков П. Г., Козловський О. А. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання: навч. посіб. Кропивницький: Лисенко В.Ф., 2019. 272 с.

18. Бабаєв М. М., Блиндюк В. С., Супрун О. Д. Проектування систем електропостачання залізниць. Харків: УкрДУЗТ, 2019. 291 с.

19. https://www.nerc.gov.ua/storage/app/sites/1/Docs/Postanova_obgruntuvannya/2022/gruden/23.12.2022/pu3_23-12-22.pdf

20. Арламов О. Ю. Безпека життєдіяльності та цивільний захист: конспект лекцій. Київ: В-во НТУУ «КПІ», 2018. 93 с.

21. Тимочко В. О., Городецький І. М., Березовецький А. П., Мазур І. Б. Безпека життєдіяльності та охорона праці. Львів: Сполом, 2022. 376 с.

22. 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.

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.