МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ
ім. Ю. М. ПОТЕБНІ
ЗАПОРІЗЬКОГО НАЦІОНАЛЬНОГО УНІВЕРСИТЕТУ

Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем

Кваліфікаційна робота
Другий (магістерський) рівень вищої освіти
(рівень вищої освіти)

на тему **Аналіз методів підвищення надійності роботи електропідстанції**

Виконав: студент 2 курсу, групи 8.1414-з
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка
освітньої програми Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
спеціалізації _____
(код і назва спеціальності)
Кармазін А.М.

Керівник доцент, доцент,к.техн. наук, _Саблін О.І.
Рецензент _____Коломієць Д.М.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали

Запоріжжя
2025

ЗАВДАННЯ
МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ
ім. Ю. М. ПОТЕБНІ

Кафедра **електричної інженерії та кіберфізичних систем**

Рівень вищої освіти **другий (магістерський)**

Спеціальність **141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка**

Освітня програма **Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка**

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри _____ Коваленко В.Л.
"___" _____2025року

ЗАВДАННЯ

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

Кармазіну Артему Миколайовичу

1. Тема роботи Аналіз методів підвищення надійності роботи електропідстанції
Керівник роботи Саблін О.І.професор кафедри електричної інженерії та кіберфізичних систем, доктор технічних наук
затверджені наказом ЗНУ від " 27 "лютого 2025року № 313-с
2. Строки подання студентом роботи 20 листопада 2025
3. Вихідні дані до роботи аналіз інформаційних джерел, звіт з виробничої переддипломної практики, нормативні документи, ДСТУ, методичні вказівки до написання і оформлення кваліфікаційної робіт для здобувачів ступеня вищої освіти магістра.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)Аналіз технологічних порушень та факторів, що впливають на роботу та надійність електропідстанцій, оцінка технічного стану основного та допоміжного обладнання ПС 330кВ «Н», технічні рішення для підвищення надійності та безперервності роботи електропідстанцій, техніко-економічне обгрунтування запропонованих заходів.
5. Перелік графічного матеріалу: процентне співвідношення електропідстанцій за класами напруги, розподіл відмов по РЦОМ, розподіл відмов по обладнанню за 9 місяців 2025 року, інтенсивність відмов високовольтних вимикачів, причини відмов повітряних вимикачів, архітектура системи STS, мнемокадр комунікаційної схеми, розрахункова схема моделі вимикачів ВРП 330кВ ПС «Н».
6. Консультанти розділів роботи:

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	Саблін О.І., доктор технічних наук		
2	Саблін О.І., доктор технічних наук		
3	Саблін О.І., доктор технічних наук		
4	Саблін О.І., доктор технічних наук		
5	Саблін О.І., доктор технічних наук		

7. Дата видачі завдання 03.09.2025

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз літературних джерел по темі кваліфікаційної роботи	03.09.-07.10.2025	
2	Аналіз технологічних порушень та факторів, що впливають на роботу та надійність електропідстанцій	07.10.-21.10.2025	
3	Оцінка стану електропідстанції	21.10.-03.11.2025	
4	Аналіз стану систем релейного захисту, автоматики та допоміжного обладнання	03.11.-06.11.2025	
5	Вдосконалення конструкцій комутаційного обладнання	06.11.-09.11.2025	
6	Вдосконалення пристроїв релейного захисту та автоматики	09.11.-15.11.2025	
7	Підготовка графічного матеріалу кваліфікаційної роботи	05.11.-20.11.2025	
8	Нормоконтроль та перевірка роботи на плагіат	20.11.-25.11.2025	

Студент _____ Кармазін А.М.

Керівник роботи _____ Саблін О.І.

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер _____ Башлій С.В.

РЕФЕРАТ

Дипломний проект містить: 82 стор., 18 рис., 10 табл., 20 джерел літератури.

ЕЛЕКТРОПІДСТАНЦІЯ, ВИМИКАЧ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, ІЗОЛЯЦІЯ, ВІДМОВА, ТЕХНОЛОГІЧНЕ ПОРУШЕННЯ, МОДЕРНІЗАЦІЯ

У роботі розглянуто питання забезпечення надійної та безперервної роботи електропідстанції на прикладі підстанції 330кВ. Проведено аналіз основних факторів, що впливають на надійність роботи обладнання, до яких входять старіння ізоляції, зниження ресурсу комутаційних апаратів, надійність систем релейного захисту та автоматики та допоміжного обладнання.

В роботі досліджено сучасні рішення для підвищення надійності роботи електропідстанцій методом заміни пристроїв релейного захисту та автоматики, комутаційного обладнання. У результаті проведеного аналізу запропоновано комплекс заходів, спрямованих на підвищення надійності роботи електропідстанції 330кВ, продовження ресурсу електрообладнання та зменшення кількості аварійних відключень. Проведено техніко-економічне обґрунтування ефективності впровадження запропонованих заходів, що підтвердило доцільність проекту.

ЗМІСТ

РЕФЕРАТ…….. 1
ЗМІСТ…… 2
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ……. 4
ВСТУП…….. 5
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПОРУШЕНЬ ТА ФАКТОРІВ, ЩО ВПЛИВАЮТЬ НА РОБОТУ ТА НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРОПІДСТАНЦІЙ……. 7
1.1 Загальна характеристика підстанцій класу напруги 330 кВ…….. 7
1.2. Технічна характеристика ПС 330 кВ «Н»……... 9
1.3. Основні причини зниження надійності роботи обладнання……. 11
1.4 Порушення у роботі обладнання підстанцій……... 15
1.5 Висновки до розділу 1…… 23
РОЗДІЛ 2. ОЦІНКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ОСНОВНОГО ТА ДОПОМІЖНОГО ОБЛАДНАННЯ ПС 330 КВ «Н»…… 25
2.1. Старіння ізоляції та методи її діагностування……... 25
2.2. Ресурс і надійність комутаційних апаратів…… 29
2.3. Аналіз стану систем релейного захисту, автоматики та допоміжного обладнання…… 36
2.4. Висновки до розділу 2 39
РОЗДІЛ 3. ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА БЕЗПЕРЕРВНОСТІ РОБОТИ ЕЛЕКТРОПІДСТАНЦІЙ…… 40
3.1 Сучасні підходи до автоматизації та цифровізації підстанцій……. 40
3.2 Удосконалення конструкцій комутаційного обладнання…….. 50
3.3. Вдосконалення пристроїв релейного захисту та автоматики……... 62
3.4 Висновки до розділу 3……... 69
РОЗДІЛ 4. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАПРОПОНОВАНИХ ЗАХОДІВ ……. 71
4.1. Оцінка ефективності технічних рішень…….. 71

4.2 Розрахунок загальної вартості проєкту…….. 78
ВИСНОВОК……. 79
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ……. 81
Додаток А…….

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

РУ – Розподільчий пристрій;

ЕЕС – електроенергетичні системи;

КЗ – коротке замикання;

ПВ – високовольтний вимикач;

ШЗВ – шиноз’єднувальний вимикач;

ТО – технічне обслуговування;

КР – капітальний ремонт;

АПВ – автоматичне повторне включення;

ПЛ – повітряні лінії;

ПА – протиаварійна автоматика;

ДФЗ – диференційно-фазний захист;

РЗА – релейний захист та автоматика;

ДЗШ – диференційний захист шин;

ГЩК – головний щит керування;

РЦОМ – регіональний центр обслуговування мережі;

ТУОМ – територіальне управління обслуговування мережі;

ЛЕП – Лінія електропередачі.

«Н»; «У»; «П», та ін. - електропідстанції

ВСТУП

Розвиток енергетичної системи України неможливий без стабільного функціонування електропідстанцій, які є ключовими елементами передачі та розподілу електричної енергії. Підстанції класу напруги 330 кВ відіграють особливо важливу роль у забезпеченні надійності електропостачання стратегічних, промислових та соціально значущих об'єктів. В умовах воєнного стану та фізичного старіння основного фонду обладнання питання підвищення надійності роботи підстанцій набуває особливої актуальності.

Актуальність теми - зношеність комутаційних апаратів, старіння ізоляції, обмежена ефективність застарілих систем релейного захисту та автоматики (РЗА) створюють реальну загрозу стабільності енергосистеми. Втрата працездатності навіть одного елемента високовольтного вузла може спричинити ланцюгову реакцію відмов і призвести до масштабних аварій. Тому підвищення надійності роботи підстанцій шляхом заміни морально застарілих систем на сучасні цифрові рішення є важливим етапом модернізації енергетичного комплексу держави.

Мета і завдання роботи - метою роботи є підвищення надійності та безперервності роботи електропідстанції класу напруги 330 кВ шляхом модернізації комутаційного обладнання та систем релейного захисту і автоматики.

Об'єктом дослідження є електропідстанція 330кВ «Н», зі схемою дві системи шин з обхідною.

Предметом дослідження є технічні рішення та організаційні заходи, спрямовані на підвищення надійності роботи електрообладнання підстанцій класу напруги 330 кВ.

Методи дослідження – у роботі застосовано аналітичні, статистичні та інженерно-розрахункові методи. Використано дані звітів про технологічні порушення в електромережі а також методики оцінки надійності комутаційного

обладнання та систем РЗА. Для математичного моделювання процесів відмов і визначення показників надійності застосовано теорію надійності технічних систем.

Практичне значення роботи - результати дослідження мають практичну цінність для енергетичних підприємств, що експлуатують підстанції різних класів напруги. Запропоновані технічні рішення можуть бути використані під час модернізації діючих об’єктів, розробки систем технічної діагностики та оптимізації графіків ремонту й технічного обслуговування обладнання. Реалізація проєкту дозволить підвищити рівень експлуатаційної надійності, скоротити кількість аварійних відключень і забезпечити стабільність енергопостачання.

Структура роботи - дипломна робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел та додатків:

- У першому розділі виконано аналіз стану підстанцій та факторів, що впливають на їхню надійність;
- другий розділ присвячено дослідженню технічного стану основного та допоміжного обладнання;
- у третьому розділі розглянуто технічні заходи з підвищення надійності та безперервності роботи підстанції;
- четвертий розділ містить техніко-економічне обґрунтування запропонованих рішень;
- у висновках наведено узагальнення результатів дослідження та практичні рекомендації.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПОРУШЕНЬ ТА ФАКТОРІВ, ЩО ВПЛИВАЮТЬ НА РОБОТУ ТА НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРОПІДСТАНЦІЙ

1.1 Загальна характеристика підстанцій класу напруги 330 кВ

Електричні підстанції класу напруги 330 кВ виконують функції прийому, перетворення, розподілу та передачі електричної енергії між магістральними та розподільчими мережами, а також забезпечують надійне живлення промислових підприємств, комунального сектору та об’єктів критичної інфраструктури. Високовольтні підстанції цього класу напруги формують основні вузли енергосистеми, через які проходять потужні енергетичні потоки між регіонами країни, що забезпечує паралельну роботу енергетичних зон і рівномірний розподіл навантаження між електростанціями.

Підстанції 330 кВ будуються переважно за схемами зв’язку класів напруги 330/150 кВ або 330/110 кВ, що дозволяє одночасно здійснювати передачу електроенергії на великі відстані та її розподіл на рівні регіональних мереж. Типова електропідстанція має у своєму складі відкриті розподільчі пристрої (ВРУ), автотрансформатори або трансформатори зв’язку, комутаційні апарати, пристрої релейного захисту і автоматики (РЗА), системи оперативного струму, допоміжне обладнання, контрольно-вимірювальні прилади, системи власних потреб, зв’язку та телемеханіки [1].

Основним призначенням підстанцій 330 кВ є забезпечення стабільного електропостачання споживачів шляхом підтримання необхідного рівня напруги, здійснення комутаційних операцій, локалізації аварійних режимів і ліквідації коротких замикань у мережі. Завдяки своїй потужності та технічному оснащенню підстанції цього класу формують основні опорні пункти високовольтних мереж і

беруть участь у перетоках електроенергії між регіонами, а також у зовнішніх енергетичних з'єднаннях з країнами Європейського Союзу.

У сучасних умовах підстанції 330 кВ є об'єктами підвищеної відповідальності, та займають 18 відсотків від загальної кількості електропідстанцій (рисунок 1.1), їхня надійність безпосередньо впливає на стійкість і безперервність роботи всієї енергосистеми. Втрата працездатності одного з елементів підстанції може призвести до значних енергетичних втрат, масштабних відключень споживачів, пошкодження обладнання, а в умовах дефіциту потужності — до порушення балансу виробництва та споживання електроенергії.

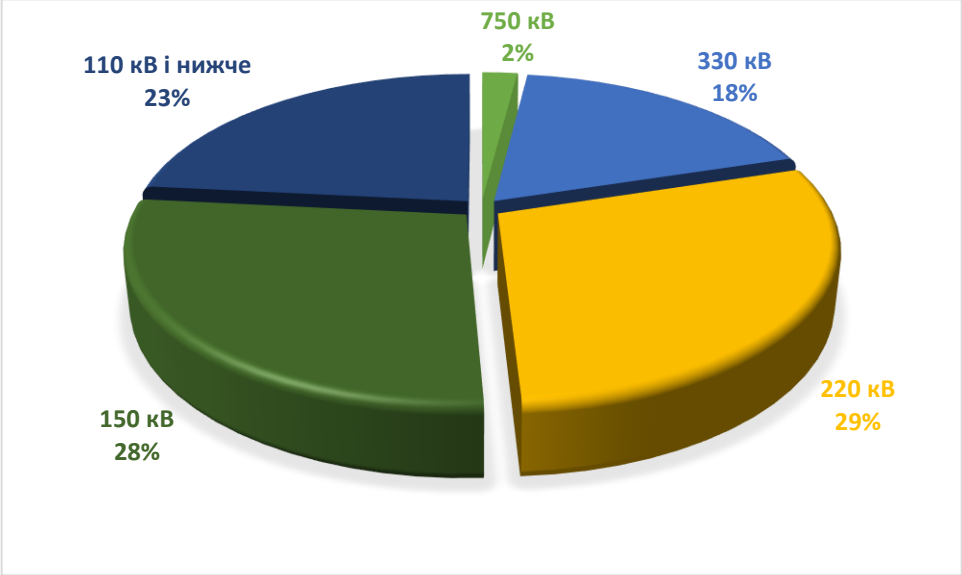


Рисунок 1.1 – Процентне співвідношення електропідстанцій за класами напруги

Типова підстанція 330 кВ обладнана двома автотрансформаторами потужністю 200–400 МВА кожен, які працюють паралельно та забезпечують двостороннє живлення споживачів. Для підвищення надійності зазвичай застосовується схема головних електричних з'єднань типу «дві системи шин» або

«система шин з секціонуванням», що дозволяє проводити ремонтні роботи без повного знеструмлення підстанції.

Підстанції цього класу напруги можуть бути відкритими (ВРУ) або закритими (ЗРУ). Відкриті підстанції характеризуються простотою конструкції, меншими капітальними витратами, проте вони більш уразливі до атмосферних впливів. Закриті підстанції застосовуються у густонаселених або промислових районах, де важливе мінімальне зайняття площі та підвищена безпека персоналу.

На сьогодні основними напрямами модернізації підстанцій 330 кВ в Україні є:

- поетапна заміна повітряних вимикачів на елегазові;
- впровадження мікропроцесорних пристроїв релейного захисту;
- встановлення систем моніторингу та дистанційного керування;
- перехід на цифрові технології керування підстанціями;
- підвищення рівня енергоефективності та зниження експлуатаційних витрат;
- інтеграція українських підстанцій у європейську енергетичну інфраструктуру ENTSO-E.

Таким чином, електричні підстанції класу напруги 330 кВ є ключовими елементами енергетичної системи, що забезпечують передачу великих обсягів електроенергії, стабільність напруги та надійність живлення споживачів. Модернізація цього класу підстанцій є стратегічним завданням для підвищення енергетичної безпеки та технологічної незалежності України.

1.2. Технічна характеристика ПС 330 кВ «Н»

Електропідстанція 330 кВ «Н» є одним з ключових вузлів магістральної енергосистеми Південного регіону України, що забезпечує перетоки потужності між основними енергетичними центрами та живлення промислових,

транспортних і комунальних споживачів. Підстанція належить до мережі НЕК «Укренерго» та входить до складу Миколаївського регіонального центру обслуговування мережі (РЦОМ). Її функціональне призначення полягає у транзиті та розподілі електроенергії напругою 330 кВ, пониженні напруги до 150 кВ для подальшого розподілу, або навпаки, а також у забезпеченні стабільності роботи енергосистеми під час аварійних або пікових режимів навантаження.

Підстанція виконана за схемою відкритого розподільчого пристрою ВРУ-330 кВ, ВРУ-150 кВ та закритого розподільчого пристрою власних потреб. Основним елементом енергетичного вузла є п’ять автотрансформаторів типу АТДЦТН-250000-330/150/10-70У1 та АТДЦТ-250000-330/150/10-70У1 автотрансформатор (А) трифазний (Т) з примусовим охолодженням радіаторів за рахунок обдування (Д) їх вентиляторами і примусовим (циркуляційним) подавання масла в радіатори за допомогою спеціальних масляних насосів (Ц), із трьома обмотками (Т) різних напруг, з регулюванням під навантаженням (Н), потужністю 250000 кВА, на напруги 330, 110кВ і 10 кВ;, привод (РПН), який дозволяє підтримувати стабільний рівень напруги в межах ±8×1,25 %. Схема побудована у варіанті двох систем шин з обхідною, по дві секції на кожен клас напруги з вимикачем ШЗВ на кожній секції, що забезпечує можливість проведення ремонтних робіт без відключення важливого підстанційного обладнання. Клас напруги 10кВ використовується для власних потреб ПС.

На стороні 330 кВ встановлено повітряні вимикачі типу ВВН-330, ВВШ-330, ВВ-330Б, ВВБ-330Б які були встановлені з 60 по 90-х роки й використовуються на сьогоднішній день. Лінійні приєднання 330 кВ забезпечують зв’язок із сусідніми підстанціями та електростанціями, утворюючи транзитну схему живлення.

На стороні 150кВ використовуються вимикачі типу ВВН-150, ВВШ-150, які також були встановлені з 60 по 90-х роки й використовуються на

сьогоднішній день, LTB-150 вже нова модель вимикача, яка використовує елегаз як діелектрик під час виконання комутаційних операцій.

1.3 Основні причини зниження надійності роботи обладнання

За 9 місяців 2025 року в мережах Південного ТУОМ (Територіальне управління обслуговування мережі) сталося 42 технологічних порушення [14], класифікованих відмовами I та II категорії:

- відмов I категорії – 8, в тому числі з вини персоналу (класифікаційні ознаки 2.1 - 2.5) - не було, недовідпуск електричної енергії – 248,3 тис. кВт/год.;
- відмов II категорії – 34, в тому числі з вини персоналу – 6, недовідпуск електричної енергії – 173,51 тис. кВт/год.

Кількість технологічних порушень, що не пов’язані з бойовими діями та їх наслідками, за 9 місяців 2025 року становить 17 відмов, в тому числі відмов I категорії - 1 без вини персоналу та недовідпуску, II категорії –16, з вини персоналу – 6, недовідпуск – 4,94 тис. кВт/год.

Для порівняння за 9 місяців 2024 року в мережах Південного ТУОМ сталося 90 технологічних порушень, класифікованих відмовами I та II категорії:

- відмов I категорії – 29, без вини персоналу, недовідпуск електричної енергії – 5492,35 тис. кВт/год.;
- відмов II категорії – 61, в тому числі з вини персоналу– 8, недовідпуск електричної енергії – 245,44 тис. кВт/год.

Кількість технологічних порушень, що не пов’язані з бойовими діями та їх наслідками, за 9 місяців 2024 року становить 25 відмов, всі II категорії, з вини персоналу – 8, недовідпуск – 23,56 тис. кВт/год

Далі, в розділах дані будуть наведені в розрізі відмов, що сталися не з причини бойових дій та їх наслідків.

Таблиця 1.1 - Розподіл відмов без урахування бойових дій та їх наслідків за 9 місяців 2025 року у порівнянні з цим же періодом 2024 року

Звітний період	I категорія			II категорія			Загалом
	ПС	ПЛ	РЗА	ПС	ПЛ	РЗА	
9 місяців 2025	-	1/-	-	6/3	5/-	5/3	**17/6**
9 місяців 2024	-	-	-	7/4	9/-	9/4	**25/8**

Чисельник – загальна кількість відмов /знаменник – з вини персоналу.

Таблиця 1.2 - Розподіл відмов без урахування бойових дій та їх наслідків за зонами відповідальності РЦОМ за 9 місяців 2025 року у порівнянні з цим же періодом 2024 року

Об'єкт	9 місяців 2025 року							9 місяців 2024 року						
	I категорія			II категорія			Загалом	I категорія			II категорія			Загалом
	ПС	ПЛ	РЗА	ПС	ПЛ	РЗА		ПС	ПЛ	РЗА	ПС	ПЛ	РЗА	
Одеський РЦОМ	-	-	-	4/2	2/-	2/2	8/4	-	-	-	3/2	4/-	2/1	9/3
Миколаївський РЦОМ	-	1/-	-	2/1	2/-	3/1	8/2	-	-	-	3/2	4/-	1/-	8/2
Запорізький РЦОМ	-	-	-	-	1/-	-	1/-	-	-	-	1/-	1/-	6/3	8/3
Разом по ПдТУОМ	-	1/-	-	6/3	5/-	5/3	17/6	-	-	-	7/4	9/-	9/4	25/8

Чисельник – загальна кількість відмов / знаменник – відмови з вини персоналу.

Порівняльний аналіз свідчить про значне поліпшення показників надійності роботи мереж Південного ТУОМ у 2025 році. Загальна кількість відмов зменшилася більш ніж удвічі, що пояснюється реалізацією комплексу організаційно-технічних заходів: підвищенням рівня експлуатаційного контролю, посиленням відповідальності оперативного персоналу, удосконаленням профілактичних робіт та частковим оновленням обладнання. Водночас скорочення кількості порушень, не пов'язаних з бойовими діями,

підтверджує позитивну тенденцію до стабілізації режимів роботи енергетичного обладнання, підвищення рівня оперативно-технологічної дисципліни та ефективності релейного захисту.

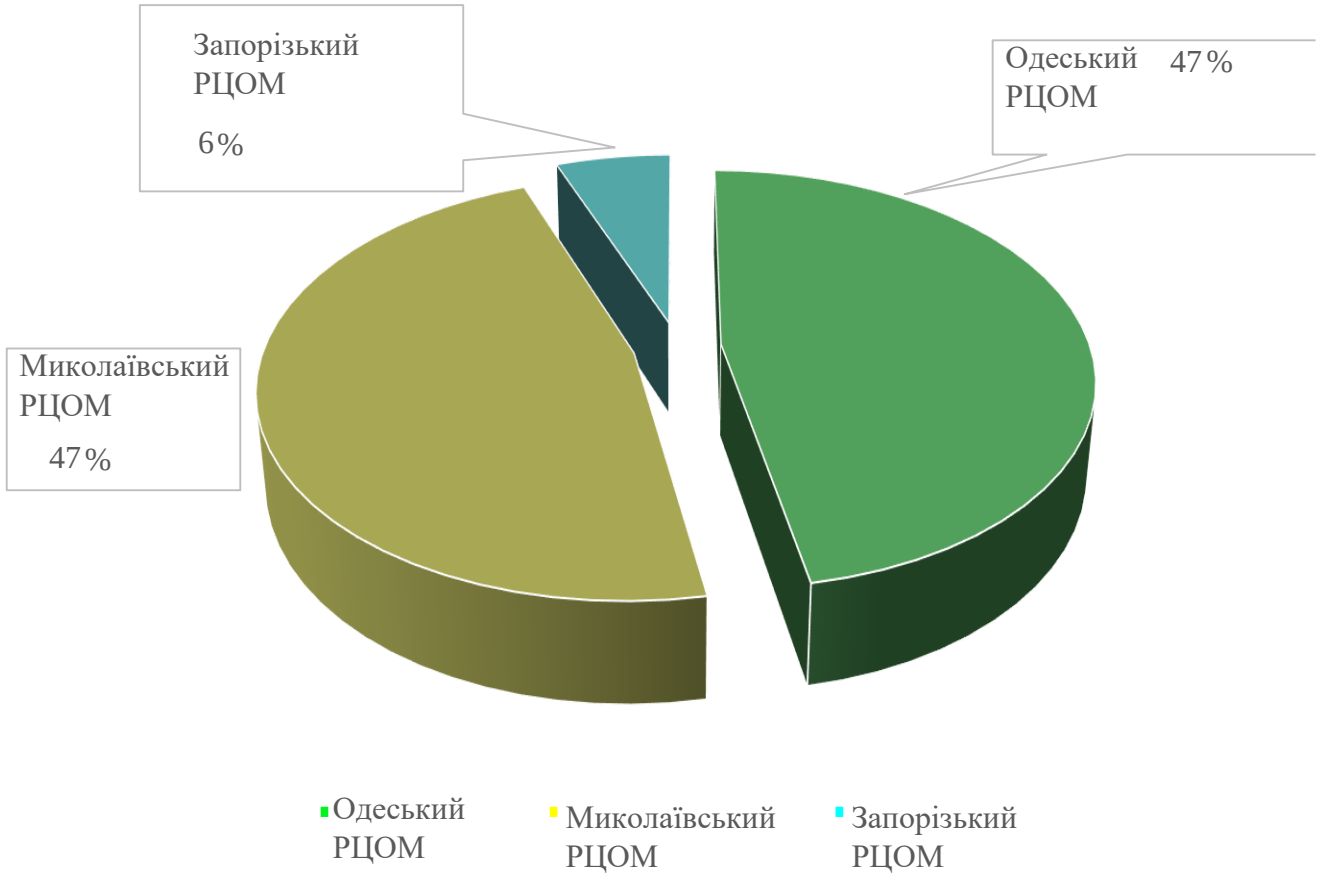


Рисунок 1.2 - Розподіл відмов по РЦОМ
за 9 місяців 2025 року

До структури Південного ТУОМ НЕК Укренерго входять регіональні центри обслуговування мережі такі як Запорізький, Одеський та Миколаївський. Електропідстанція 330кВ «Н» входить до складу Миколаївського РЦОМ[12].

Таблиця 1.2 - Розподіл відмов за класифікаційними ознаками організаційних причин за 9 місяців 2025 року у порівнянні з цим же періодом 2024 року

Ознака		Кількість	
		9 місяців 2025	9 місяців 2024
2.1	Помилкові дії оперативного персоналу	2	3
2.2	Помилкові дії керівного персоналу	-	2
2.3	Помилкові дії персоналу служб, лабораторій, цехів, відділів	2	-
2.5	Незадовільне технічне обслуговування	2	3
2.8	Дефекти конструкції	-	1
2.9	Дефекти виготовлення	1	3
2.10	Дефекти монтажу і налагодження	1	1
2.13	Стихійні явища (ожеледь, сильний вітер, гроза, повінь тощо)	2	3
2.14	Вплив сторонніх осіб і організацій	7	9
	пов’язаних з бойовими діями та їх наслідками	25	65
Загалом		42	90

1.4 Порушення у роботі обладнання підстанцій

У ІІІ кварталі 2025 року по групі обладнання зафіксовано 4 технологічні порушення, з яких 2 були викликані діями персоналу. Найбільша кількість відмов припала на обладнання ПС, зокрема на системи шин, кабельні лінії, ОПН/РВ, високовольтні запобіжники та короткі замикання.

По даній групі обладнання у ІІІ кварталі 2025 року сталося 4 технологічні порушення, які розподілилися наступним чином, що показано у таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – розподіл технологічних порушень за обладнанням

Обладнання, на якому сталось порушення	Кількість порушень	Одеський РЦОМ	Миколаївський РЦОМ	Запорізький РЦОМ
Обладнання ПС, в т.ч.:	**4/2**	**2/1**	**2/1**	**-**
Автотрансформатори, трансформатори	-	-	-	-
Вимірювальні трансформатори	-	-	-	-
Повітряні та елегазові вимикачі	-	-	-	-
Роз'єднувачі	-	-	-	-
Ошинування/системи шин, КЛ, ОПН/РВ, ВЧЗ, КЗ та інше	3/1	1/-	2/1	-
З вини оперативного персоналу	1	1	-	-

Чисельник – загальна кількість відмов / знаменник – відмови з вини персоналу.

Миколаївський РЦОМ. ПС 330 кВ «П».

13.07.2025 о 16 год. 07 хв. на ПС 330 кВ «П» вимкнувся автотрансформатор АТ № 1 дією ДЗО 10 кВ на вимкнення вимикачів з усіх сторін. АПВ заборонено.

Первинним оглядом гнучкого ошинування від АТ № 1 до ЗРП 10 кВ у захисній споруді та назовні зауважень не виявлено.

Вторинним оглядом з частковим зняттям панелей камери (відсіку) з шинами ТН-11 виявлено сліди від дії електричної дуги на шинах до прохідних ізоляторів нерухомих контактів підключення ТН-11.

Причиною виникнення технологічного порушення стало проникнення у приміщення ЗРП 10 кВ АТ № 1 щура (пацюка) з подальшим потраплянням у задній відсік комірки трансформатора напруги ТН-11. Останнє слугувало причиною перекриття ізоляційних відстаней на шинах 10 кВ (в районі

прохідних ізоляторів нерухомих контактів), що в умовах обмеженого простору відсіку, призвело до виникнення трифазного симетричного короткого замикання та як наслідок - відключення автотрансформатора АТ № 1 дією ДЗО 10 кВ.

Ймовірним місцем проникнення щура (пацюка) є місце входження кабельної продукції у будівлю ЗРП 10 кВ АТ № 1 через недостатність ущільнення або його порушення за різних обставин, у т.ч. не виключено факт його порушення при струсах та дії вибухової хвилі під час обстрілів підстанції.

Миколаївський РЦОМ. ПС 330 кВ «П».

19.07.2025 о 16 год. 38 хв. на ПС 330 кВ «П» дією ДЗО 35 кВ у складі RET670 АТ2 1-го та 2-го комплекту вимкнувся автотрансформатор АТ2.

Вимкнення сталось внаслідок пошкодження працівниками підрядної організації КЛ 35 кВ «АТ2 – КРПЗ-35 кВ» від АТ2 до КРПЗ 35 кВ під час проведення робіт в комірці АТ1.

Причиною виникнення технологічного порушення стало пошкодження діючої кабельної лінії 35 кВ, прокладеної між ошинуванням на порталі 35 кВ АТ2 та коміркою роз’єднувача Р-35 АТ2 в КРПЗ-35 кВ у підземному кабельному лотку, працівниками підрядної організації ТОВ «РОСТДОРСТРОЙ», які виконували підготовчі роботи перед влаштуванням фізичного захисту автотрансформатора АТ1, що призвело до вимкнення АТ2.

Одеський РЦОМ. ПС 330 кВ «У».

25.08.2025 о 13 год. 49 хв. на ПС 330 кВ «У» вимкнувся 3АТ дією 7UT613 ДЗО-330 3АТ із забороною АПВ. Зникло живлення Іс-0,4 кВ ЩВП через ТВП-3 від 3АТ.

Одночасно на ПС 330 кВ «А» з успішним АПВ дією 1 зони ДЗ у складі REL670 вимикалась ПЛ 330 кВ У2.

25.08.2025 о 13 год. 50 хв. заживлено Іс-0,4 кВ ЩВП від ТВП-2. 25.08.2025 о 14 год. 38 хв. увімкнено в роботу 3АТ в режимі 330/110 кВ.

Причиною виникнення технологічного порушення стало вимкнення ЗАТ через занесення вітром довгої синтетичної стрічки, що попала на ошинування 330 кВ ЗАТ фази «А» та металеву стійку захисту від дронів на ВРУ 330 кВ спричинивши КЗ фази «А» на «землю».

Зайве спрацювання 1 зони ДЗ у терміналі REL670 на ПС 330 кВ «А» на вимкнення ПЛ 330 кВ А - У 2 сталося через невідповідність уставок захисту внаслідок неврахування параметрів прилеглої мережі 330 кВ, яка зазнала змін в результаті ракетно-дронових ударів по енергетичній інфраструктурі України російською федерацією.

Миколаївський РЦОМ. ПС 330 кВ «П».

03.07.2025 о 10 год. 22 хв. на ПС 330 кВ «П» під час виконання робіт з перевірки (провантаження) струмових кіл трансформатору струму 330 кВ ТС Л-208 при подачі струму від стороннього джерела живлення та відповідно обтікання струмом мікропроцесорного терміналу захистів GE L60 мало місце спрацювання 4 ст. СЗНП. В умовах виведеного основного захисту (по колах відключення вимикача ПВ Л-208) відбулося спрацювання ПРВВ-330 у складі GE L60 з дією (через випробувальний блок SG 16-2 «Відключення і заборона АПВ 2СШ ДЗШ 330») на вихідні кола ДЗШ 330 2СШ з подальшим відключенням 2СШ 330 кВ із забороною АПВ шин.

Причиною виникнення технологічного порушення стали помилкові дії персоналу відділу експлуатації релейного захисту та протиаварійної автоматики Миколаївського РЦОМ при складанні разової програми перевірки (провантаження) струмових кіл трансформатора струму ТС Л-208, а саме: не вказана необхідність зняття на панелі №42Н робочої кришки блоку SG 16-2 «Відключення і заборона АПВ 2СШ ДЗШ 330».

Виникненню вказаного технологічного порушення сприяли недоліки у організації робіт в колах РЗА в частині забезпечення виведення захистів з

роботи та виключення їх впливу на інші пристрої РЗА, що призвело до несанкціонованого відключення обладнання та устаткування.

Одеський РЦОМ. ПС 330 кВ «Н».

27.07.2025 о 17 год. 14 хв. вимикалась ПЛ 330 кВ «Н» –« У».

На ПС 330 «У» від дії ДФЗ з успішним АПВ вимикались вимикачі 330 кВ В10, В12.

Пошкодження на фазі «А».

На ПС 330 кВ «Н»: від дії ДФЗ вимкнувся вимикач 330 кВ 4В, увімкнення 4В від дії АПВ не було.

Оглядом ПЛ зауважень не виявлено.

Причиною виникнення технологічного порушення стала відмова увімкнення від дії АПВ вимикача 330 кВ 4В через погіршення контакту у колі соленоїда увімкнення.

Одеський РЦОМ. ПС 330 кВ «А».

12.09.2025 о 09 год. 03 хв. на ПС 330 кВ «А» дією 4 ступені СЗНП однобічно вимкнулась ПЛ 330 кВ «М» ДРЕС (вимикач 3В), АПВ не працювало. 1АТ залишився в роботі в режимі 110/10 кВ, власні потреби ПС не зникали, ВРУ 110 кВ не знеструмлювалось. ПЛ 330 кВ «М» ДРЕС – «А» залишилась під напругою зі сторони «М» ДРЕС.

Причиною виникнення технологічного порушення стали помилкові дії персоналу відділу експлуатації релейного захисту та протиаварійної автоматики Одеського РЦОМ під час виконання робіт з перевірки аналогово-цифрових перетворювачів терміналу 7VK87 автоматики 4В на панелі № 52 «Автоматика та ПРВВ 4В» в релейному залі ПС 330 кВ «А». Персоналом РЗА було помилково встановлено випробувальну кришку блоку SG1 та подано струм AN, при цьому контрольну кришку блоку SG2 (прохідний блок) не вставили і не закоротили в сторону панелей резервних захистів ДЗ 503 та СЗНП відповідно до вимог пункту 3.3 типової програми № 8 від 21.02.2025 по

проведенню техобслуговування управління та автоматики 7VK87 4B та ТС-4В ПЛ 330 кВ «М» ДРЕС. За відсутності закоротки струми, які подаються в блок SG1 автоматично з'являються у загальних струмових колах резервних захистів. Це призвело до збільшення струму 3Io до уставки спрацювання 4 ступені СЗНП та з відповідною витримкою часу подіяло на вимкнення вимикача 3В (ПЛ 330 кВ «М» ДРЕС).

Миколаївський РЦОМ. ПЛ 330 кВ «П» АЕС – «Т».

21.07.2025 о 15 хв. 37 хв. з успішним АПВ від дії ДЗ вимикалась ПЛ 330 кВ «П» АЕС – «Т», пошкодження фаз «В» та «С».

21.07.2025 о 16 год. 05 хв. 03 сек. з успішним АПВ від дії ДЗ вимикалась ПЛ 330 кВ «П» АЕС – «Т»., пошкодження фаз «В» та «С».

21.07.2025 о 16 год. 05 хв. 31 сек. з неуспішним АПВ від дії ДЗ вимкнулась ПЛ 330 кВ «П» АЕС – «Т»., пошкодження фази «С», відстань до місця КЗ згідно ІДК «Регіна» – 76,3 км від ПС 330 кВ «Т».

Оглядом виявлено низову пожежу в прогоні опор № 98-104. В прогоні опор № 99-100 виявлено сліди електричної дуги на проводах фаз «В», «С».

Причиною виникнення технологічного порушення стало КЗ на фазах «В» та «С» на «землю» в прогоні опор № 99-100 через викид розпечених продуктів горіння та полум'я, що привело до іонізації повітряного проміжку між проводами фаз «В» та «С» і «землею» та створення дуги КЗ.

Низова пожежа виникла через необережне поводження з вогнем невстановленої особи.

Одеський РЦОМ. ПЛ 330 кВ «М» ДРЕС – «П».

22.07.2025 о 16 год. 50 хв. вимкнулась ПЛ 330 «М» ДРЕС – «П». з неуспішним АПВ. КЗ на фазі «С».

Згідно інформації від мешканця прикордонної з ПМР території України, на території ПМР, поблизу кордону з Україною, у лісосмузі біля м. Первомайск спостерігається низова пожежа в районі траси ПЛ, орієнтовно у прогоні опор

№ 62-67 (знаходяться на території невизнаної Придністровської Молдавської Республіки).

Причиною виникнення технологічного порушення стало коротке замикання на проводі фази «С» на «землю» через викид розпечених продуктів горіння та полум'я внаслідок низової пожежі, що привело до іонізації повітряного проміжку між фазою «С» і «землею» та створення дуги КЗ орієнтовно у прогоні опор № 62-67. Низова пожежа на території ПМР ймовірно виникла через необережне поводження з вогнем невстановленої особи, встановити точні обставини виникнення низової пожежі та винуватців на разі неможливо.

Запорізький РЦОМ. Тимчасово об'єднана ПЛ 330 кВ «Д» – «З» 330кВ.

18.08.2025 о 14 год. 27 хв. відбулося автоматичне відключення тимчасово об'єднаної ПЛ 330 кВ «Д» – «З» 330 дією резервних захистів з обох сторін (основний захист ДФЗ-504 виведено на обох ПС) з успішним АПВ.

18.08.2025 о 14 год. 29 хв. відбулося повторне автоматичне відключення ПЛ 330 кВ «Д» – «З» дією резервних захистів з обох сторін з неуспішним АПВ. Причиною виникнення технологічного порушення стало виникнення на ПЛ 330 кВ «З» ТЕС – «З» 330 двох послідовних однофазних коротких замикань через перекриття повітряного проміжку між проводом ф. «А» та «землею» в прогоні опор по іонізованому повітрю та продуктам горіння сухої низькорослої трави та прилеглої бокової хвойної лісосмуги. Займання з подальшим виникненням та поширенням низової пожежі мало місце за межами охоронної зони ПЛ через необережне поводження з вогнем невстановленими особами в умовах тривалої посушливої погоди. Не виключено факт диверсії з навмисного підпалу лісосмуги зі сторони військових угрупувань російської федерації із застосуванням БпЛА/FPV дронів.

Одеський РЦОМ. ПС 330 кВ «Н».

15.09.2025 о 08 год. 42 хв. на ПС 330 кВ «Н» під час виконання оперативних перемикань по виведенню в ремонт ОШР-110 ОВ згідно бланку перемикань № 2681 через помилкові дії оперативного персоналу дією ДЗШ-110 відключилась ІІСШ-110 кВ.

15.09.2025 о 08 год. 46 хв. включено в роботу ІІСШ-110 кВ.

Недовідпуск електричної енергії – 3,18 тис. кВт/год.;

Причиною виникнення технологічного порушення стали помилкові дії оперативного персоналу ПС 330 кВ «Н». При виконанні пункту 16 бланку перемикань № 2681 від 15.09.2025, оперативний персонал, помилково, замість увімкнення приводу заземлюючого ножа ЗН-ШР ІІ-110 ОВ-В фази «В» увімкнув привод головних ножів ШР ІІ-110 ОВ фази «В», при цьому ЗН-ШР І-110 ОВ-В був раніше увімкненим при виконанні пункту 13 даного бланку перемикань, що призвело до виникнення КЗ на ІІСШ-110 кВ та вимкнення приєднань ІІСШ-110 кВ дією ДЗШ-110 кВ.

За 9 місяців 2025 року загальна кількість відмов по Південному ТУОМ у порівнянні з цим же періодом 2024 року зменшилася на 48 відмов (42 проти 90).

В тому числі:

- кількість відмов внаслідок технологічних порушень, спричинених бойовими діями та їх наслідками зменшилася на 40 відмов (25 проти 65);
- кількість відмов за винятком технологічних порушень, що сталися через бойові дії та їх наслідки зменшилася на 8 відмов (17 проти 25);
- кількість відмов з вини персоналу зменшилася на 2 відмови (6 проти 8).

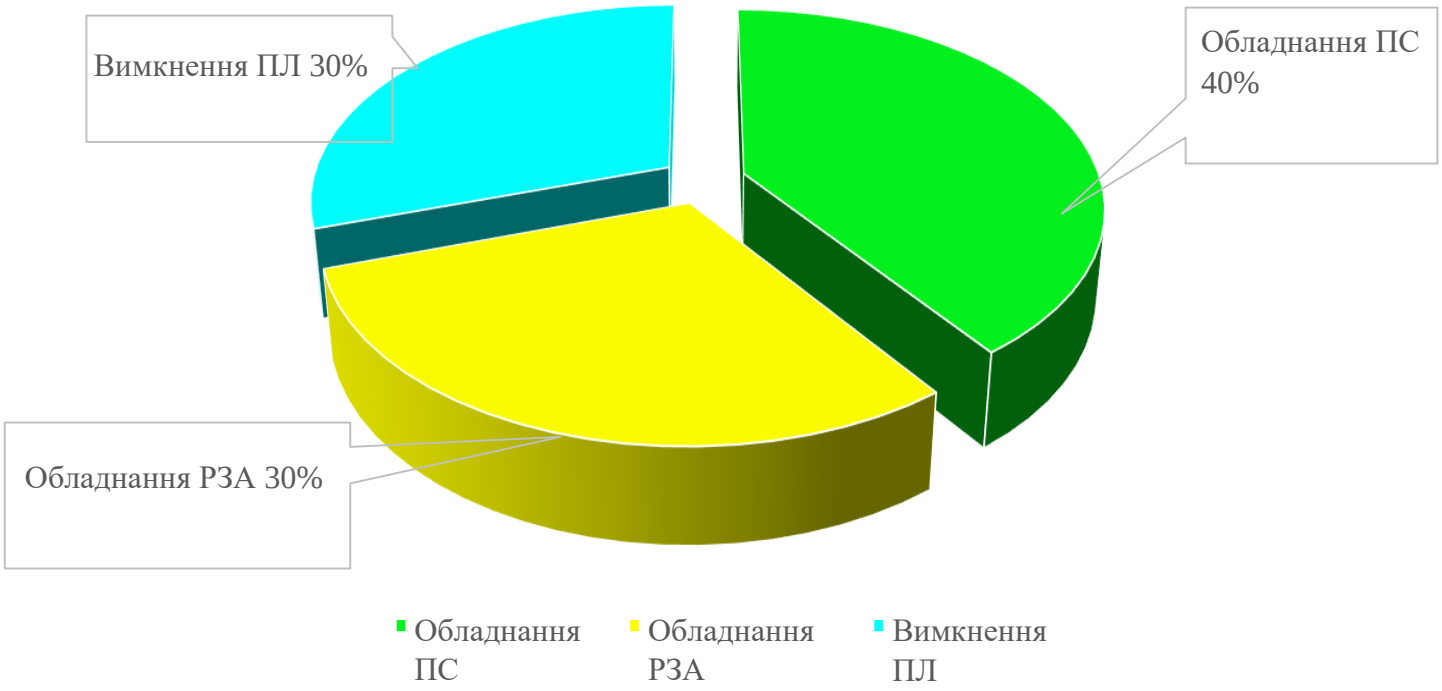


Рисунок 1.3 – Розподіл відмов по обладнанню за 9 місяців 2025 року

За 9 місяців 2025 року в роботі обладнання підстанцій, за виключенням відмов пов'язаних з бойовими діями та їх наслідками, сталося 6 відмов, в тому числі з вини персоналу - 3. У порівнянні з цим же періодом 2024 року кількість відмов на ПС зменшилася на 1 відмову (6 проти 7), кількість відмов з вини персоналу зменшилася на 1 відмову (3 проти 4).

За 9 місяців 2025 року в роботі повітряних ліній, за виключенням відмов пов'язаних з бойовими діями та їх наслідками, сталося 6 відмов без вини персоналу. У порівнянні з цим же періодом 2024 року кількість відмов на ПЛ зменшилася на 3 відмови (6 проти 9).

За 9 місяців 2025 року в роботі пристроїв релейного захисту та автоматики, за виключенням відмов пов'язаних з бойовими діями та їх наслідками сталося 5 відмов, в тому числі з вини персоналу - 3. У порівнянні з цим же періодом 2024

року кількість відмов на обладнанні РЗА зменшилася на 4 відмови (5 проти 9), кількість відмов з вини персоналу зменшилася на 1 відмову (3 проти 4).

За 9 місяців 2025 року кількість порушень цехового обліку у порівнянні з цим же періодом 2024 року зменшилася на 47 випадків (31 проти 78):

- в роботі обладнання підстанцій сталося 16 випадків. У порівнянні з цим же періодом 2024 року, кількість порушень на обладнанні ПС зменшилася на 25 випадків (16 проти 41);
- в роботі повітряних ліній сталося 13 випадків. У порівнянні з цим же періодом 2024 року, кількість порушень на ПЛ зменшилася на 19 випадків (13 проти 32);
- в роботі пристроїв релейного захисту та автоматики сталося 2 випадки. У порівнянні з цим же періодом 2024 року, кількість порушень на обладнанні РЗА зменшилася на 3 випадки

У звіті технологічних порушень мають широке місце аварійні відключення в умовах ведення бойових дій, стихійні лиха як і помилкові дії персоналу, які дуже важко спрогнозувати, однак час і надійність спрацювання вимикачів для відновлення сталого режиму роботи забезпечити можливо.

1.5 Висновки до розділу

У розділі розглянуто загальні принципи побудови, призначення та основні технічні характеристики підстанцій класу напруги 330 кВ. Визначено їх роль у структурі об’єднаної енергосистеми України як ключових вузлів магістральних електричних мереж, що забезпечують перетоки потужності між регіонами та живлення великих промислових споживачів.

Подано технічну характеристику підстанції 330 кВ «Н», яка є важливим елементом енергосистеми Південного регіону. Підстанція виконує функції прийому, перетворення та розподілу електроенергії між мережами 330 та 150 кВ

та генерацією, забезпечуючи стабільність режимів роботи і можливість резервування живлення. Її конструктивна схема включає відкриті розподільчі пристрої, автотрансформатори, комутаційне обладнання, системи оперативного струму, релейного захисту, автоматики та власних потреб.

Аналіз показав, що підстанції 330 кВ мають складну структурну побудову та високий рівень відповідальності, оскільки від їх надійної роботи залежить стійкість всієї енергосистеми. Основними напрямами підтримання належного технічного стану є модернізація комутаційних апаратів, впровадження сучасних систем контролю та діагностики, підвищення рівня автоматизації технологічних процесів.

Загалом результати розділу свідчать, що підстанції класу напруги 330 кВ є критично важливою ланкою енергетичної інфраструктури України. Їх технічний стан визначає надійність електропостачання споживачів, а модернізація та оновлення обладнання залишаються одним із головних завдань розвитку електроенергетичного комплексу держави.

РОЗДІЛ 2. ОЦІНКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ОСНОВНОГО ТА ДОПОМІЖНОГО ОБЛАДНАННЯ ПС 330 КВ «Н»

2.1. Старіння ізоляції та методи її діагностування

З метою визначення технічного стану електрообладнання як виробник, так і споживач здійснюють контроль ряду основних характеристик, серед яких виділяють:

а) електроізоляційні показники;

б) електричні та електромагнітні параметри;

в) теплові (температурні) характеристики;

г) механічні параметри;

д) фізико-хімічні властивості зразків матеріалів.

Для кожної з перелічених груп контролюються певні кількісні або якісні показники, що порівнюються з установленими нормативними значеннями. Зокрема [10]:

- до електроізоляційних показників належать опір ізоляції RізR , тангенс кута діелектричних втрат (tgδ), ємність ізоляції (Cx), струм витоку, а також електрична міцність. Останній параметр, який також називають «випробуванням підвищеною напругою», визначається не шляхом вимірювання числового значення, а шляхом перевірки витримки ізоляції під дією підвищеної напруги заданого рівня протягом певного часу без виникнення пробою. Такі випробування проводять із прикладанням напруги повного або зрізаного грозового імпульсу (Uпгі, Uзгі) комутаційного імпульсу (Uкі), а також змінної (~U) чи постійної (≡U) напруги. Під час випробувань постійною напругою додатково контролюється величина струму витоку, яка не повинна перевищувати нормативні межі;

- **б)** до електричних та електромагнітних характеристик відносять опір обмоток постійному струму (Rом), опір короткому замиканню (Zк), струм і втрати холостого ходу (Iхх, Pхх), коефіцієнт трансформації (Kтр), полярність виводів тощо;
- **в)** теплові характеристики визначаються за результатами вимірювання температур або аналізу термограм;
- **г)** до механічних параметрів належать зусилля притискання контактів, рівень вібрацій, час спрацювання комутаційних пристроїв, величини тиску тощо;
- **д)** фізико-хімічні показники матеріалів включають визначення вмісту вологи, газів і забруднень, кислотного числа, температури спалаху, пробивної напруги, густини та інших параметрів. Ці характеристики дозволяють встановити наявність або відсутність змін у структурі, ізоляційних чи механічних властивостях матеріалів, а також виявити дефекти обладнання, що призвели до їх розкладу. Для цього застосовуються, зокрема, методи хроматографічного аналізу розчинених у маслі газів (ХАРГ), який дає змогу оцінити стан ізоляційних матеріалів та виявити початкові ознаки пошкоджень.

Таким чином, комплексна оцінка зазначених характеристик забезпечує повне уявлення про технічний стан електрообладнання та дає змогу своєчасно виявляти потенційні дефекти.

Залежно від агрегатного стану діелектричних матеріалів, ізоляцію високовольтного електрообладнання поділяють на газову, рідку, тверду та комбіновану.

Газоподібні діелектрики найчастіше використовуються у вигляді звичайного атмосферного повітря, а в сучасній практиці — також у вигляді елегазу (шестифтористої сірки, SF_6). Електрична міцність повітря в однорідному полі між кульовими електродами становить приблизно 15–25 кВ/см. Якщо повітряний проміжок прилягає до поверхні ізолятора, напруга пробою

зменшується до 3–5 кВ/см, а при наявності забруднення — навіть до 0,5–1 кВ/см. Газові діелектрики можуть втрачати свої властивості під впливом вологи та домішок, що значно змінює їх електричну міцність.

Рідкі діелектрики набули широкого застосування в енергетиці, насамперед у вигляді трансформаторного масла, яке отримують із нафтопродуктів. У стандартному міжелектродному проміжку 2,5 мм електрична міцність якісного трансформаторного масла зазвичай становить 50–80 кВ. Навіть незначне забруднення або підвищення вологості (до сотих часток відсотка) може суттєво знизити пробивну напругу масла.

Тверді діелектрики виготовляють як із органічних, так і з неорганічних речовин[13]. До органічних відносяться волокнисті матеріали (деревина, папір, картон) та створені на їх основі шаруваті пластики — бакеліт, гетинакс тощо. Серед неорганічних матеріалів найбільше поширення мають кераміка, фарфор, скло та мінеральні наповнювачі, зокрема слюда. Окрему групу становлять термопластичні ізоляційні маси, які після затвердіння у розчинниках утворюють тверді діелектричні структури.

Електрична міцність твердих ізоляційних матеріалів, як правило, набагато перевищує показники газових і рідких діелектриків та залежить від їх складу, структури й фізичного стану. Найпоширенішими дефектами твердої ізоляції є зовнішнє забруднення, підвищена вологість, неоднорідність структури, а також зниження електричної або механічної міцності.

Варто зазначити, що ізоляційні матеріали, окрім основної функції — забезпечення електричної ізоляції, одночасно виконують і допоміжні завдання: сприймають механічні навантаження, відводять тепло, запобігають впливу вологи та агресивних середовищ. Саме ці додаткові функції значною мірою визначають конструктивні особливості та геометричну форму елементів високовольтного обладнання.

Для більшості типів електротехнічного обладнання — таких як силові трансформатори, реактори, трансформатори струму та вводи з паперово-масляною ізоляцією — однією з ключових умов надійної експлуатації є мінімальний вміст вологи у твердій ізоляції (електрокартоні та електроізоляційному папері).

Безпосереднє визначення рівня зволоження під час роботи обладнання є неможливим, тому контроль стану ізоляції здійснюється опосередковано — за допомогою вимірювання опору ізоляції, ємнісних параметрів та тангенса кута діелектричних втрат (tgδ). Однак ці методи мають низку обмежень: вони не дозволяють своєчасно виявити початкову стадію зволоження (коли вологість не перевищує 3 %) або зволоження, що охоплює лише окремі ділянки об’єму ізоляційного матеріалу. Крім того, результати таких вимірювань істотно залежать від характеристик трансформаторного масла, що знижує точність оцінки [17].

Ізоляційна система трансформаторів, як правило, має неоднорідну структуру і складається з кількох шарів, що відрізняються своїми діелектричними властивостями. Під час прикладання постійної напруги в такій системі відбуваються процеси повільної міграційної поляризації, які полягають у накопиченні об’ємних зарядів на межах поділу шарів. Ці явища спричинені перерозподілом електричного поля всередині ізоляції: на початковому етапі напруга розподіляється відповідно до ємнісних характеристик шарів, тоді як у сталому режимі — пропорційно до їхнього електричного опору.

Інтенсивність, швидкість і тривалість процесів міграційної поляризації залежать від діелектричних параметрів матеріалів, зокрема від питомого об’ємного опору та діелектричної проникності кожного шару. Зміни цих параметрів, пов’язані зі зволоженням ізоляції, призводять до варіації інтенсивності та динаміки поляризаційних процесів, що й використовується для непрямого визначення рівня вологості твердої ізоляції.

2.2. Ресурс і надійність комутаційних апаратів

Надійність високовольтних вимикачів є одним з важливих показників, що визначають стійкість та стабільність роботи енергосистеми. Вимикачі виконують функцію швидкого вмикання та вимикання електричних кіл під навантаженням, а також відключення струмів короткого замикання, тому їх вихід з ладу може призвести до значних технологічних збоїв, втрати стабільності та пошкодження іншого обладнання підстанції [10].

Під надійністю вимикача розуміють його здатність залишатися працездатним протягом визначеного терміну експлуатації та виконувати покладені на нього функції за всіх передбачуваних умов експлуатації. Основними показниками надійності є середній час між відмовами, коефіцієнт відмов, коефіцієнт готовності та середній час ремонту. Надійність визначається як сукупність таких властивостей: безвідмовність, довговічність, та ремонтопридатність.

У роботі показано, що технічний стан високовольтних вимикачів безпосередньо впливає на загальні показники надійності енергосистеми. Зі зменшенням терміну служби механічних компонентів, погіршенням ізоляції та погіршенням характеристик дугогасильного середовища збільшується ймовірність відмов, що проявляється у збільшенні кількості аварійних відключень та спрацьовувань захисту. Автори відзначають, що навіть незначне погіршення параметрів приводу або ізоляції може призвести до втрати селективності та затримки спрацьовування релейного захисту, особливо у високовольтних мережах 220–750 кВ.

Високовольтні вимикачі піддаються комбінованому впливу електричних, механічних та теплових навантажень. До основних причин зниження їх надійності належать: багаторазове перемикання струмів короткого замикання, знос контактів, старіння ущільнювальних елементів, старіння ізоляції, вібраційні

навантаження, порушення герметичності корпусу (для вимикачів SF6). Вплив навколишнього середовища, зокрема вологи, пилу, перепадів температури та тривалого ультрафіолетового випромінювання, також прискорює деградацію матеріалів.

Своєчасне технічне обслуговування та діагностика є основними факторами підвищення надійності вимикачів. Використання сучасних систем моніторингу стану дозволяє реєструвати кількість операцій перемикання, струми навантаження, тиск середовища гасіння дуги та температуру контактів, що дає можливість проводити профілактичне технічне обслуговування на основі фактичного стану обладнання. Як показано в [1], впровадження систем моніторингу стану вимикачів зменшує частоту відмов в середньому на 25–30% порівняно з традиційним плановим технічним обслуговуванням.

Основною вимогою до високовольтних вимикачів, встановлених в розподільних пристроях, є забезпечення надійності. Від успішного виконання комутаційних операцій залежить подальша робота електропідстанції та енергосистеми в цілому. Показники надійності включають: коефіцієнт відмов λ - 1/рік, нормальний термін експлуатації T_0, роки (години), ймовірність безвідмовної роботи $P_{(t)}$. Коефіцієнт відмов підтверджується досвідом експлуатації, а показники надійності оцінюються на основі аналізу відмов.

Як показано на рис. 2.1, велика кількість відмов вимикачів відбувається в перші роки експлуатації і в кінці терміну служби (період старіння або зносу) відповідно до паспортного ресурсу. Період обкатки характеризується інтенсивністю відмов, викликаних відхиленнями від вимог проектної та технологічної документації. Період старіння або зносу характеризується різким збільшенням інтенсивності відмов, викликаних зносом. Період нормальної експлуатації характеризується мінімальною і постійною інтенсивністю раптових відмов.

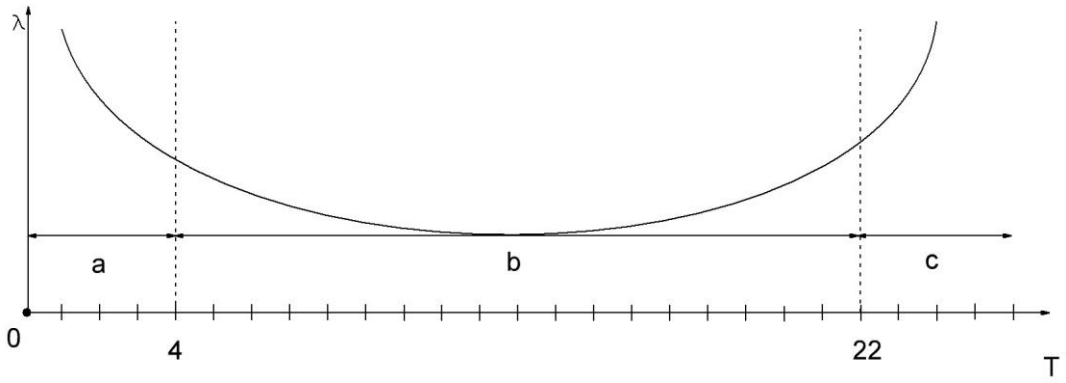


Рисунок 2.1 − Інтенсивність відмов високовольтних вимикачів: a – припрацювання (0 < t < t1); b – нормальна експлуатація (t1< t < t2); c – старіння чи зношеність (t > t2)



Рисунок 2.2 – Причини відмов повітряних вимикачів

В НЕК «Укренерго» організовують планові ремонти ЛЕП і обладнання ПС, які поділяються на:

- планово-попереджувальні ремонти (з фіксованою періодичністю ремонтів відповідно до вимог нормативно-технічних документів та заводської документації);
- планово-діагностичні (за технічним станом, виходячи з результатів технічного діагностування).

Планово-попереджувальні ремонти виконуються з періодичністю, встановленою в інструкціях виробника або у нормативно-технічній документації. Періодичність проведення планово-попереджувальних ремонтів основних видів обладнання, встановленого на ПС НЕК «Укренерго», наведено в таблиці 1.

Таблиця 2.1 – Види ремонтів та їх періодичність

Обладнання	ТО	Поточний ремонт	Капітальний ремонт
Автотрансформатори (трансформатори)		1 раз на рік	Необхідно проводити залежно від результатів моніторингу, діагностики, профілактичних випробувань та їх фактичного стану відповідно до інструкції виробника
Трансформатори власних потреб		1 раз на 3 роки	Необхідно проводити залежно від результатів моніторингу, діагностики, профілактичних випробувань та їх фактичного стану відповідно до інструкції виробника
Реактори (РОМ, РОДЦ)		1 раз на рік	Необхідно проводити залежно від результатів моніторингу, діагностики, профілактичних випробувань та їх фактичного стану відповідно до інструкції виробника
Реактори струмообм. - одинарні (РБА)		1 раз на 2 роки	При необхідності
Реактори дугогасильні (ЗРОМ)		1 раз на 3 роки	Необхідно проводити залежно від результатів моніторингу, діагностики, профілактичних випробувань та їх фактичного стану відповідно до інструкції виробника
Трансформатори напруги		1 раз на 3 роки	При необхідності
Трансформатори струму		1 раз на 3 роки	При необхідності
Вимикачі повітряні		1 раз на рік	1 раз на 6 років або при наближенні використання комутаційного ресурсу вимикача
Вимикачі оливні		1 раз на рік	1 раз на 6 років

Обладнання	ТО	Поточний ремонт	Капітальний ремонт
Вимикачі вакуумні		1 раз на 3 роки	При напрацюванні комутаційного ресурсу
Вимикачі електромагнітні		1 раз на 3 роки	1 раз на 6 років
Вимикачі елегазові	1 раз на 3 роки	1 раз на 6 років	згідно інструкції з експлуатації заводу виробника
Короткозамикачі		2 рази на рік	1 раз на 2 роки
Відокремлювачі		2 рази на рік	1 раз на 2 роки
Роз'єднувачі		1 раз на 3 роки	1 раз на 6 років
Роз'єднувачі (нові (сучасні))	1 раз на 3 роки	1 раз на 6 років	1 раз на 12 років або згідно інструкції з експлуатації заводу виробника
Конденсатори зв’язку		1 раз на 3 роки	
ВЧ-загороджувачі		1 раз на 6 років	
Обмежувачі перенапруги		1 раз на 3 роки	У разі необхідності
Розрядники		1 раз на рік	У разі необхідності
Компресори		1 раз на рік	1 раз на 2 роки або після напрацювання нормованих мотогодин, згідно вимог виробника
Ресивери та балони		1 раз на рік	У разі необхідності
Акумуляторні батареї		1 раз на рік	При необхідності згідно з вимогами заводу виробника
Збірні шини (в т.ч. системи шин, секції ВРУ, ошиновка гнучка, ошиновка жорстка (ПЛ та ВРУ) та гнучкий струмопровід)		1 раз на 3 роки	У разі необхідності

Згідно таблиці 2.1 в НЕК Укренерго капітальні ремонти повітряних вимикачів виконуються 1 раз на 6 років або при наближенні використання комутаційного ресурсу вимикача [13]. Використання такої періодичності є доцільним і необхідним в сучасних умовах роботи мережі. Яскравим прикладом є вимикачі ПС 330кВ «Н» - ПВ Л-214 та ПВ Л-213.

Проведено аналіз експлуатації елегазових вимикачів в НЕК Укренерго, було виявлено низку причин їхніх відмов, які можна згрупувати навколо

конструктивних недоліків, проблем із дугогасінням та ненадійності допоміжних систем.

Зокрема, були зафіксовані обриви склоепоксидних тяг у дугогасильній камері. Особливо критичною виявилася проблема руйнування дугогасильних камер під час неуспішного автоматичного повторного вмикання (АПВ), як це сталося на вимикачі типу LTB (ЕВ Л-441), який не зміг відключити невеликий струм близько 500 А (що відповідало холостому струму лінії). Іншою суттєвою причиною є втрата тиску дугогасного середовища, заповненого газом SF_6, що безпосередньо впливає на здатність вимикача гасити дугу. Також виникали механічні відмови, зокрема порушення кріплення ковзких контактів до дутьового циліндра, що спричинило пробій ізоляційного проміжку між контактами після 6718 циклів. Крім того, проблеми торкнулися й допоміжних систем: зафіксовано спалення електромагнітів увімкнення та вимкнення, а також блокування кіл управління у бакових елегазових вимикачах, яке було спричинене малою потужністю та низькою надійністю обігрівальних приладів баків. Проте ця кількість відмов є значно мешною ніж у старих аналогів – повітряних вимикачів. Для високовольтних елегазових вимикачів, які використовуються в енергосистемах, капітальний ремонт (КР) зазвичай проводиться зазвичай після 12-15 років експлуатації або після досягнення певного загального напрацювання (наприклад, 10 000 – 15 000 повних циклів), залежно від норм заводу-виробника.

Наявність повітряних вимикачів потребує використання компресорного обладнання та розгалуженої системи повітропроводів, що значно ускладнює експлуатацію та обслуговування комутаційного вузла. Компресорні установки вимагають постійного контролю тиску з боку чергового персоналу, регулярної доливки оливи, очищення фільтрів і перевірки герметичності системи. Будь-яке зниження тиску або виток у системі повітропроводу приводить до збільшення зносу частин компресорів та їх виходу з ладу.

При низьких температурах можливе замерзання конденсату у пневмолініях, що може призвести до затримки або неможливості спрацювання, тому на повітряних вимикачах повинна бути продувка камер задля запобігання утворення льоду та зменшенню вологи у системі. Вказані методи потребують використання великого об’єму стисненого повітря поза комутаційних операцій. В середньому, втрати повітря через негерметичність арматури, ущільнень та для продування можуть становити від 2,0 до 7,0 м³ на добу на один полюс вимикача (за нормальних умов і тиску 20-40 кгс/см²).

Повітряні вимикачі потребують більше місця на відкритих розподільчих пристроях і мають складнішу конструкцію монтажу. До основних недоліків вимикачів типу ВВН, ВВБ, ВВШ, ВВ належать:

Крім того, повітряні вимикачі характеризуються відносно низьким ресурсом комутаційних операцій порівняно з елегазовими аналогами. Часте відключення струмів короткого замикання призводить до прискореного зносу контактів та ерозії дугогасильних камер.

В сучасних умовах експлуатації, коли висуваються підвищені вимоги до швидкодії, герметичності та мінімізації обслуговування, повітряні вимикачі морально і технічно застаріли. Їхнє використання призводить до збільшення ймовірності технологічних порушень, зниження коефіцієнта готовності обладнання та підвищення витрат на технічне обслуговування.

Тому одним із пріоритетних напрямів модернізації є поетапна заміна повітряних вимикачів на елегазові (SF_6), які мають вищу надійність, компактність, більший ресурс комутацій і не потребують компресорних систем.

2.3 Аналіз стану систем релейного захисту, автоматики та допоміжного обладнання

Панелі захисту типів ЕПЗ 1636 призначені для захисту ліній електропередачі напругою 110-330 кВ [9]. Захисти, встановлені на панелі, розділені на два незалежних комплекси:

- перший комплекс складається з двоступеневого (перший і другий ступені) дистанційного захисту при багатофазних замиканнях і четвертого ступеня струмового спрямованого захисту нульової послідовності при замиканнях на землю;

- другий комплекс складається з одноступінчастого (третього ступеня) дистанційного захисту, струмового відсічення при багатофазних замиканнях і триступінчастого (перший, другий і третій ступені) струмового спрямованого захисту нульової послідовності при замиканнях на землю.

Панель може бути використана:

- як єдина, тобто основна і резервна захист ліній;
- як резервна захист ліній, при наявності окремої основної; при цьому дистанційна захист першого комплексу повинна виконуватися з пуском від реле опору третього ступеня;
- для виконання спрямованої захист з високочастотним блокуванням.

Панелі типу ЕПЗ-1636 відносяться до покоління електромеханічних пристроїв релейного захисту та автоматики, що широко застосовувалися на підстанціях високої напруги в енергосистемах України з 70–90-х років. Конструктивно вони виконані у вигляді шафи з установленими електромеханічними реле, випробувальними блоками, вимірювальними колами та елементами логічних зв’язків. Робота панелі базується на принципах послідовної дії реле напруги, струму, опору та напрямку потужності, що дозволяє

реалізувати повний комплекс основного та резервного захисту ліній електропередачі.

Незважаючи на надійність у свій час, сьогодні панелі ЕПЗ-1636 мають низку істотних недоліків:

- складна система налаштування та калібрування реле, що потребує досвіду персоналу та наявність обладнання;
- довгий час спрацювання порівняно з сучасними мікропроцесорними пристроями (до десятків мілісекунд);
- обмежена точність вимірювання параметрів струму та напруги;
- відсутність функцій самодіагностики та реєстрації аварійних подій;
- значні габарити й енергоспоживання;
- зниження надійності через старіння механічних і контактних елементів.

Для захисту транзитних ліній електропередачі невід'ємною одиницею є використання основних захистів типу ДФЗ (диференційно фазний захист). Захисна панель типу ДФЗ 201/504 являє собою диференційно-фазний високочастотний захист, призначений для застосування в якості основного захисту ліній електропередачі напругою 110-220 кВ. Захист є швидкодіючим, діє при всіх видах коротких замикань лінії, що захищається, і не реагує на коливання в мережі. У захисті передбачена можливість переведення її на обхідний вимикач при виведенні в ремонт основного вимикача лінії.

Основною перевагою захисту типу ДФЗ-201/504 є висока швидкодія — спрацьовування відбувається протягом (0,02–0,04 с), що значно підвищує селективність і знижує теплові та електродинамічні навантаження на обладнання. Завдяки використанню високочастотного каналу зв'язку забезпечується висока чутливість та стійкість до перехідних процесів у мережі, а також відсутність реакції на системні коливання та міжсистемні перетоки потужності.

Конструктивно панель складається з вимірювального та логічного блоків, блока високочастотного передавача-приймача, фільтрів, елементів пуску, а також релейної частини, що керує колами відключення вимикачів.

До недоліків можна віднести необхідність наявності стабільного високочастотного каналу зв’язку між кінцями лінії, що підвищує вимоги до якості апаратури зв’язку та узгодження частот. Крім того, електромеханічне виконання пристроїв типу ДФЗ-201/504 не передбачає самодіагностики та автоматичного збереження інформації про аварійні події, що ускладнює аналіз роботи захисту після спрацювання.

В процесі перелаштування підстанцій 110–330 кВ проводиться поступова заміна електромеханічних панелей типу ЕПЗ-1636 та захистів ДФЗ-201/504 на мікропроцесорні термінали серій Siemens SIPROTEC, ABB Relion, Schneider Easergy, GE Multilin тощо. Нове обладнання забезпечує високу точність вимірювань, скорочення часу спрацювання до кількох мілісекунд, автоматичну діагностику стану пристрою та можливість інтеграції в цифрові підстанції. Нові пристрої РЗА мають у своєму складі як комплект основних захистів так і резервних, що дозволяє забезпечити швидкісне і якісне відключення короткого замикання з фіксацією самого технологічного порушення у програмних блоках обладнання для подальшого з’ясування показників відключення.

2.4 Висновки до розділу 2

Встановлено, що одним із головних чинників зниження надійності є старіння та зволоження ізоляції, що призводить до зменшення її електричної міцності, появи часткових розрядів і прискореного старіння матеріалів. Розглянуто класифікацію діелектриків, особливості їхніх фізико-хімічних властивостей і методи діагностики стану ізоляційних систем. Показано, що найбільш інформативними параметрами контролю є опір ізоляції, тангенс кута

діелектричних втрат, ємність, а також результати хроматографічного аналізу розчинених у маслі газів (ХАРГ).

Особливу увагу приділено оцінці ресурсу та надійності комутаційних апаратів, насамперед високовольтних вимикачів. Визначено, що їхній технічний стан суттєво впливає на стабільність режимів роботи підстанції. Основними причинами відмов вимикачів є механічний знос рухомих елементів, зниження тиску в дугогасильному середовищі, погіршення контактних з'єднань та старіння ізоляції. Проаналізовано періодичність проведення технічного обслуговування і ремонтів згідно з нормативами НЕК «Укренерго», що дозволяє підтримувати обладнання в працездатному стані та знижувати ризик аварійних відключень.

Також розглянуто роль систем релейного захисту та автоматики (РЗА), які є ключовими елементами у забезпеченні безпеки та безперервності електропостачання. Відзначено, що застосування сучасних мікропроцесорних пристроїв РЗА підвищує швидкодію, селективність та надійність спрацювання захистів, а впровадження систем діагностики дає змогу контролювати їхній технічний стан у реальному часі.

Загалом результати аналізу підтверджують, що комплексна оцінка стану ізоляції, вимикачів і пристроїв РЗА є необхідною умовою підтримання належного рівня експлуатаційної надійності підстанції 330 кВ «Н». Своєчасна діагностика, планово-попереджувальні ремонти та модернізація застарілого обладнання забезпечують зменшення кількості технологічних порушень, продовження ресурсу роботи апаратів і підвищення загальної стійкості енергосистеми.

РОЗДІЛ 3. ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА БЕЗПЕРЕРВНОСТІ РОБОТИ ЕЛЕКТРОПІДСТАНЦІЙ

3.1 Сучасні підходи до автоматизації та цифровізації підстанцій

Контролери Siemens, що використовуються в системах телеметрії підстанцій, відіграють провідну роль в автоматизації та моніторингу енергетичних мереж. Вони забезпечують постійний збір і обробку даних з різноманітних розташованих на підстанціях вимірювальних приладів і датчиків, таких як інформація про напругу, струм, температуру та інші важливі параметри. Це дає можливість отримувати актуальні дані про стан обладнання, що, в свою чергу, дозволяє здійснювати оперативний контроль над процесами на підстанції [8].

Контролери здатні не тільки передавати інформацію в централізовані системи управління, а й здійснювати автоматичне регулювання роботи підстанції. Вони можуть керувати вмиканням і вимиканням обладнання, коригувати параметри системи в режимі реального часу у відповідь на зміну навантажень або інших умов. Це допомагає значно зменшити вплив людського фактору та підвищити ефективність управління електромережами.

Завдяки можливості інтеграції з іншими компонентами автоматизованих систем управління, контролери Siemens забезпечують комплексний підхід до управління підстанцією. Вони не тільки здійснюють моніторинг роботи електромереж, а й дозволяють швидко реагувати на зміни стану системи, що має важливе значення для своєчасного виявлення потенційних проблем або аварійних ситуацій. Така система не тільки допомагає зберегти стабільність енергопостачання, а й підвищує загальний рівень безпеки та надійності енергетичних об'єктів.

Система телеметрії підстанцій (STS) належить до сімейства компанії SIEMENS SICAM і складається з продуктів SICAM RTU та SICAM SCC. За допомогою цих продуктів система забезпечує локальну систему моніторингу підстанцією та передачу даних на АСДУ верхнього рівня за протоколом IEC60870-5-104.

STS призначена для забезпечення диспетчерського контролю поточного стану головної схеми підстанції, моніторингу стану поточного режиму та управління підстанції (однак, керування технологічними одиницями не виходить в рамки проекту) і вирішує наступні основні завдання:

- збір даних з присвоєнням мітки часу про положення комутаційних апаратів, стан технологічних захистів, сигналів про технологічні порушення та діагностичної інформації з особливо важливого обладнання;

- збір і первинна обробка значень технологічних величин;

- передача всієї отриманої інформації в систему верхнього рівня АСДУ.

Архітектура системи.

Система STS - це розподілена архітектура трьох рівнів. Рівні HMI та RTU реалізуються в рамках поточного проекту.

Система складається з наступних основних компонентів:

- RTU (SICAM A8000 CP-8050) для автоматизації та контролю технологічного процесу.

- Робоча станція оператора HMI (SICAM SCC) для управління та моніторингу з двома моніторами Full HD 27 ”.

- GPS-сервери часу, комутатори технологічної мережі Ethernet, принтери (поставка не входить в об’єм даного проекту).

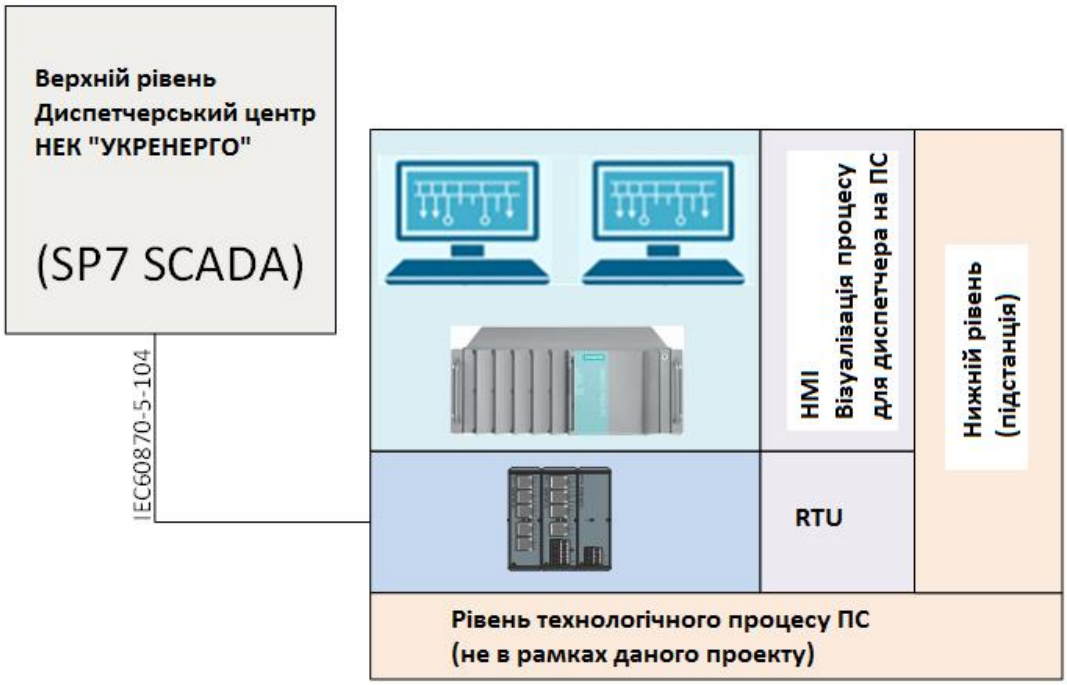


Рисунок 3.1 - Архітектура системи STS

RTU забезпечує збір дискретних сигналів від комутаційних апаратів та пристроїв електричних вимірювань по протоколу Modbus RTU (або 60870-5-101), а також забезпечує видачу телеметрії на верхній рівень по протоколу IEC 60870-5-104.

Обладнання системи підключається до технологічної мережі ПС через мережеве обладнання Замовника.

Функціональний опис системи.

STS забезпечує наступні функціональні вимоги:

- відображення актуальних даних статусу первинного обладнання;

- ручний ввід даний статусу первинного обладнання;

- відображення актуальний вимірювальних величин (U, I, P, Q, cosφ, f);

- ручна заміна значень вимірювальних величин;

- відображення листа подій;

- відображення листа аварій;

- відображення виміряних величин та відображення графіків;

- самодіагностика системи;

- друк;

- архівація даних;

- функціонал оператора;

- керування доступом на основі ролей;

- послідовність подій у хронологічному порядку;

- управління розподіленою базою даних;

- конфігурування (на рівні енергосистеми);

- функції тестування та діагностики;

- управління архівами.

Промисловий комп’ютер SIMATIC IPC847E.

Даний комп’ютер виступає в ролі HMI і на ньому буде встановлено програмне забезпечення SICAM SCC (детальний опис див. розділ 4. Програмне забезпечення)

SIMATIC IPC847E максимально забезпечує безперервну роботу 24/7 у промислових умовах і має наступні характеристики:

● максимальна продуктивність процесора (у повній конфігурації) без втрати продуктивності (дроселювання) при температурі навколишнього середовища до 50 ° C;

● міцний суцільнометалевий корпус, покритий по всій поверхні (синьо хромований) та емальований зовні для захисту від корозії та бруду завдяки високій сумісності з EMC;

● мідходить для монтажу в шафах управління, що економить простір, глибиною лише 500 мм;

● захист від пилу завдяки концепції вентиляції надлишкового тиску з переднім вентилятором та пиловим фільтром;

● захист від вібрації та ударів за допомогою відповідного фіксатора жорсткого диска;

● ефективна діагностика подій за допомогою моніторингу SIMATIC IPC DiagBase або DiagMonitor програмне забезпечення (необов’язково) ;

● дистанційне управління та дистанційне обслуговування пристрою за допомогою iAMT (Intel® Active Технології управління) ;

● SSD: 2x 480 GB 2,5 "SATA та пам'ять ECC (додатково) ;

● заміна резервного модуля живлення під час роботи;

● моніторинг пристрою за допомогою робочих дисплеїв на передній панелі для Ethernet; сигналізація для вентилятора, температура, watchdog та накопичувачі в системах RAID1 або RAID5.



Рисунок 3.2 - Промисловий комп’ютер SIMATIC IPC847E

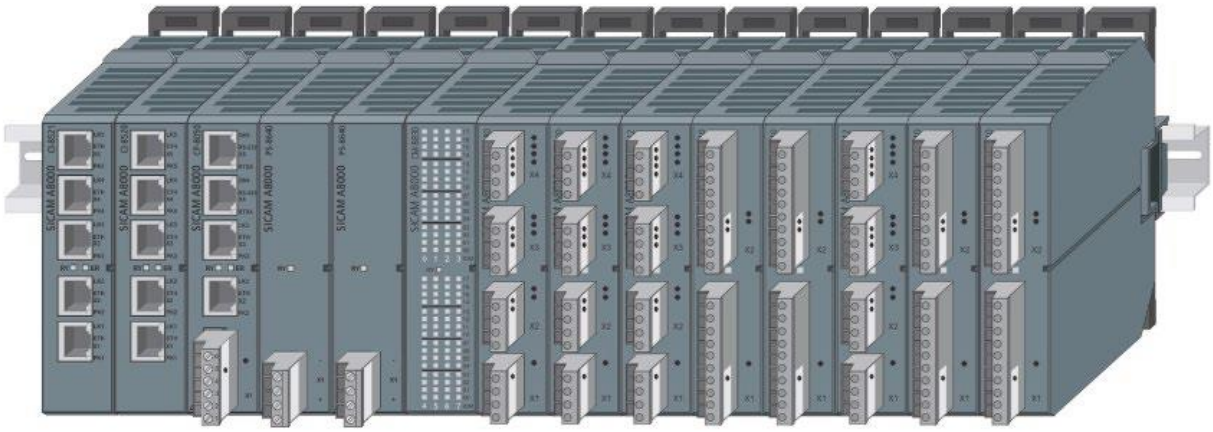


Рисунок 3.3 - Sicam A8000. Загальний вид

Контролер RTU SICAM A8000 виступає в ролі підстанційного контролеру. Параметрується та налаштовується за допомогою програмного забезпечення TOOLBOX II

SICAM SCC — це людино-машинний інтерфейс для системи телеметрії, що забезпечує візуалізацію технологічного процесу на робочому місці оператору.

SICAM SCC базується на системі SIMATIC WinCC. Сумісність із SIMATIC WinCC дозволяє бути SICAM SCC використовується як доповнення разом із SIMATIC WinCC на одному комп’ютері. Це дає можливість інтегрованого системного рішення для візуалізації та контролю промислових виробничих процесів з використанням пристроїв автоматизації SIMATIC (RTU A8000 по даному проекту).

Ліцензування продукту здійснюється шляхом перенесення ліцензії з USB-накопичувача з ліцензією на комп’ютер.

Бібліотека графічних об’єктів SICAM включає в себе об’єкти, призначені для відображення типового обладнання підстанції. Ці графічні об’єкти використовуються для створення діаграм по ПС.

Розширення системи аварійної сигналізації забезпечує реєстрацію і архівування даних у правильній хронологічній послідовності.

Часові мітки реєструються у списках індикації з роздільною здатністю 1 мс, як і формується в RTU. Кожна індикація відображається з низкою додаткових інформаційних елементів. Вони надають інформацію про актуальність інформації в разі збою пристрою або зв'язку (актуальний/не актуальний). Кожна командна операція, таким чином, документована повністю і докладно, від ініціювання команди оператором до виведення команди і зворотного зв'язку від процесу після зміни стану комутаційного апарату.

Компонент дозволяє виконувати адміністрування користувачів, наявна також система архівування на базі інтегрованого MS SQL.

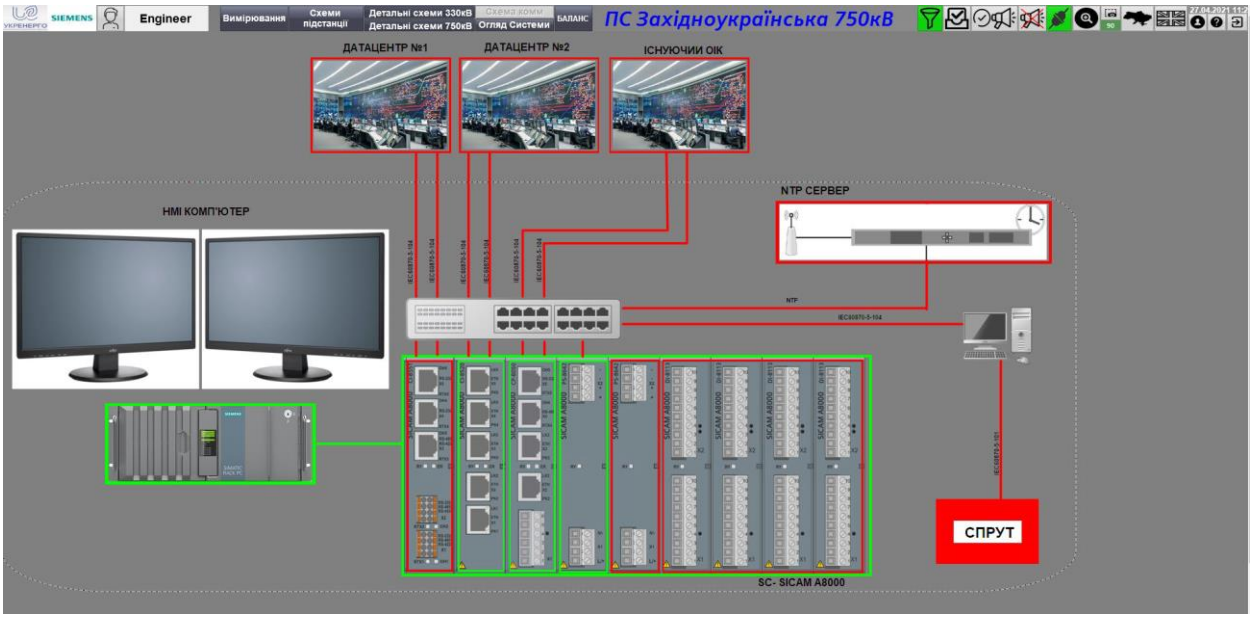


Рисунок 3.4 - Мнемокадр комунікаційної схеми

На комунікаційній схемі зображено конфігурація системи телеметрії підстанції з основними компонентами, приладами та зв’язками між ними. Прилади по контуру мають рамку, яка у разі відсутності з’єднання забарвлена в червоний колір, у випадку з нормальним з’єднання – зеленим. Зв’язки між приладами відображені у формі зелених ліній при нормальній передачі інформації, червоним – при відсутності передачі.

Даний мнемокадр забезпечує швидкий огляд стану окремих компонентів системи управління підстанцією. Таким чином, будь-які порушення або несправності можуть бути локалізовані швидко і легко.

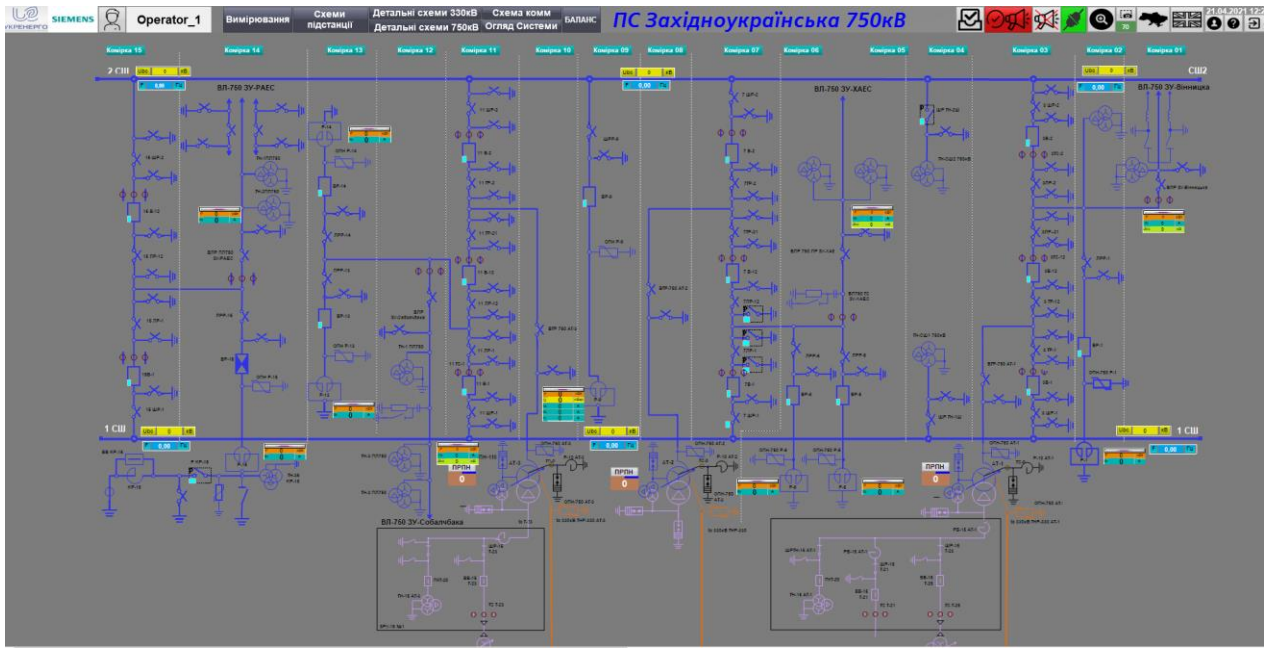


Рисунок 3.5 - Головна схема

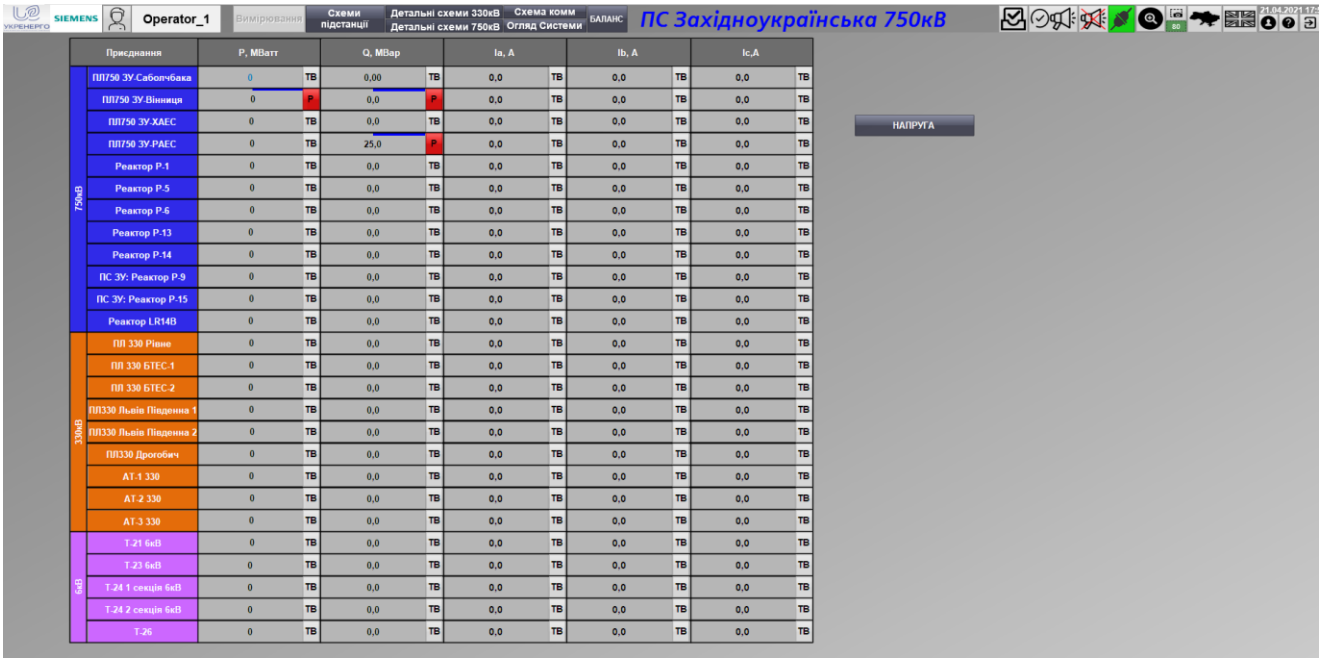


Рисунок 3.6 - Мнемокадр Вимірювання (потужності та струми)

Робоче місце оператора необхідне для ефективного виконання ним своїх обов'язків з моніторингу, управління та контролю за технічними процесами на підприємстві чи в організації. В першу чергу, воно забезпечує оператору зручність і комфорт, що дозволяє зосередитися на виконанні завдань без перевтоми або відволікань.

Основною метою робочого місця є забезпечення оператору доступу до всіх необхідних інтерфейсів, систем і пристроїв для виконання його функцій, таких як відстеження стану обладнання, обробка даних, управління процесами та взаємодія з іншими підрозділами компанії. Це включає в себе монітори для спостереження за показниками, панелі управління для зміни налаштувань, а також системи аварійного сповіщення для оперативного реагування на непередбачувані ситуації.

Робоче місце оператора складається із:

- двох 27’ моніторів марки Philips 273V7QJAB
- миші
- клавіатури



Рисунок 3.7 - Робоче місце оператора

Локальний HMI забезпечує наступний функціонал:

-Відображення актуальних електричних вимірювань.

-Лист аварій та системних подій.

-Архівацію даних.

-Тренди вимірювальних величин.

-Можливість виведення мнемокадру на друк.

-Огляд системи (однолінійної діаграми).

-Можливість ручного встановлення положення комутаційного апарату (наприклад, автоматичного вимикача, роз'єднувача, заземлювача).

-Можливість ручного вводу вимірювальних значень підстанції (наприклад, напруга на шині, струм фідера, активна / реактивна потужність тощо).

3.2 Удосконалення конструкцій комутаційного обладнання

Для оцінки надійності вимикача складається математична модель, що відображає процеси його роботи під час експлуатації. Основні параметри такої моделі:

- середній показник потоку відмов ω;
- середній час відновлення Тв;
- частота ремонтів μ;
- середня тривалість ремонтів Тр.

Частота ремонтів (капітальних, середніх, поточних) і їхня середня тривалість визначаються нормативними документами та інструкціями заводів-виробників. Значення цих показників можна знайти у довідковій літературі.

Середній час відновлення, або середній час аварійного ремонту, визначається як математичне сподівання часу, витраченого на ремонт, на основі

статистичних даних. На практиці цей показник розраховують як середнє арифметичне фактичних часів ремонту.

Модель відмов вимикачів:

$$\omega_{В} = \omega_{СОБ} + \omega_{АВТ} = \omega_{В} + \alpha_{ОП} \times N_{ОП} + \alpha_{КЗ} \times \omega_{ЕЛ} \quad (3.1)$$

$\omega_{СОБ}$ – відключення вимикачем КЗ на суміжних елементах складають частоту відмов вимикача при автоматичному відключенні їм пошкоджених елементів зі АВТ.

$\omega_{СТ}$ - частота відмов вимикача в статичному стані, для елегазових вимикачів становить 0,002 1 / рік;

$a_{ОП}$ - відносна частота відмов під час оперативних перемикань, 1 / операцію;

$N_{ОП}$ - число операцій вироблених вимикачем в рік;

$a_{КЗ}$ - відносна частота відмов при автоматичному відключенні коротких замикань, 1 / операцію;

$\omega_{ЕЛ}$ - сума частот відмов суміжних елементів, при якій відключається вимикач, 0,053 1 / рік.

Розрахуємо потрібні показники по формулам:

$$\alpha_{ОП} = K_{ОП.0}/K_{ОПΣ} = 0.001/0.3 = 0.003 \text{ (1 / операцію)} \quad (3.2)$$

$$\alpha_{КЗ} = K_{АВТ.0}/K_{АВТΣ} = 0.04/0.8 = 0.05 \text{ (1 / операцію)} \quad (3.3)$$

$$N_{АВТ} = (1-\alpha \times K_{АПВ}) \times \omega_{ЕЛ} = (1-1 \times 0.1) \times 0.053 = 0.0471/\text{рік}$$

де α - показник наявності АПВ;

$K_{АПВ}$ - відносна частота неуспішних дій АПВ.

$$N_{ОП} = N_{СХ}(\mu_{РЕЖ} + \mu_{РЕМ}) + (N_{СХ} - 1) \times (1 - \alpha_{АВТ}) \times N_{АВТ} \quad (3.4)$$

$$= 0.18(0.05 + 0.3) + (0.18 - 1) \times (1 - 0.03) \times \times 0.047 = 0.025 \text{ 1/рік}$$

Звідси модель відмов вимикача, що досліджується:

$$\omega_{В} = \omega_{СОБ} + \omega_{АВТ} = \omega_{В} + \alpha_{ОП} \times N_{ОП} + \alpha_{КЗ} \times \omega_{ЕЛ} = \quad (3.5)$$

$$= 0.002 + 0.003 \times 0.025 + + 0.05 \times 0.053 = 0.0031 \text{ 1/рік.}$$

Значення періодичності ремонтів і тривалості ремонтів взяті з інструкції виробника. Розрахуємо середнього часу відновлення вимикача за формулою:

$$T_{В} = 1\ m\ m\ (T1 + T2 + T3 + \cdots + T_{n}) = 1\ m \sum_{tвi}\ i = 1 = 1\ 5 \times 413 = 76.4 \quad (3.6)$$

3.2 Розрахунок надійності вимикача 330кВ

Розрахункову схему зображено на Рисунку 3.1, приймемо що по ПЛ 330 кВ Л-211 та Л-214 передається по 1000 МВт, $T_{вст}$= 7000 год/рік, T_{max} = 6780 год/рік

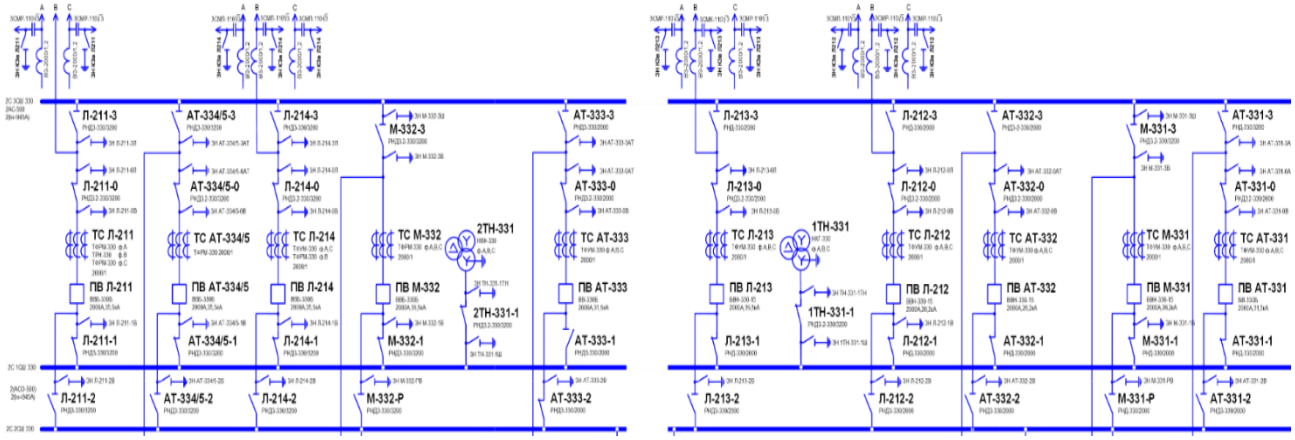


Рисунок 3.1 – Розрахункова схема моделі вимикачів ВРП 330кВ ПС «Н»

ПВ АТ-334/5 виконує функцію блочного вимикача, виконуючи комутаційні операції для двох автотрансформаторів типу АТДЦТ-330/150/250000 70У1, номінальною потужністю 250МВА. Лінії є транзитними, які з'єднують ланки мережі з різними джерелами генерації, під час включення яких перевіряється синхронність систем.

Таблиця 3.1 – Показники надійності схеми електричних з'єднань дві системи шин з обхідною

Елемент	ω,1/рік	Тв, г/1	μ, 1/рік	Тр, г/1
Вимикач	0.0047	82.6	0.066	77.3
Автотрансформатор	0.072	10	10	10
Лінії 330кВ	0.25 на 100км	20	11	10
Шини 330кВ на одне приєднання	0.01	6	0.167	30

Частота відмов:

$\omega_л$ – лінії,

$\omega_ш$ – шини,

$\omega_В$ – вимикачі,

$$\omega_{л1} = (0{,}25\times L)/100 =(0{,}25\times 130)/ 100=0{,}325 \text{ (1/рік)} \quad (3.7)$$

$$\omega_{л2} = (0{,}25\times L)/100 =(0{,}25\times 65)/ 100=0{,}163 \text{ (1/рік)} \quad (3.8)$$

$$\omega_{л3} = (0{,}25\times L)/100 =(0{,}25\times 115)/ 100=0{,}289 \text{ (1/рік)} \quad (3.9)$$

$$\omega_{л4} = (0{,}25\times L)/100 =(0{,}25\times 65)/ 100=0{,}163 \text{ (1/рік)} \quad (3.10)$$

$$\omega_ш = 0.01\times 4 = 0.04 \text{ (1/рік)} \quad (3.11)$$

$$\omega_В=0.03 + 0.0025 \times N_{ОП} \quad (3.12)$$

Визначаємо кількість операцій, здійснених вимикачами за рік, значеннями $\omega_{АТ}$ та $\omega_{ш}$ через те, що вони малі, нехтуємо:

$$N_{ОП(Л\ 213)} = 4\mu_{л} + 2\mu_{ш} + 3\omega_{л2}(1 - a_{в.авт}) = \quad (3.13)$$

$$= 4 \times 11 + 2 \times 0.167 \times 4 + 3 \times 0.163 \times (1 - 0.008) = 45.8\ (1/рік)$$

$$N_{ОП(Л\text{-}211)} = 4\mu_{л} + 2\mu_{ш} + 3\omega_{л1}(1 - a_{в.авт}) = \quad (3.14)$$

$$= 4 \times 11 + 2 \times 0.167 \times 4 + 3 \times 0.325 \times (1 - 0.008) = 46.3\ (1/рік)$$

$$N_{ОП(Л\text{-}212)} = 4\mu_{л} + 2\mu_{ш} + 3\omega_{л3}(1 - a_{в.авт}) = \quad (3.15)$$

$$= 4 \times 11 + 2 \times 0.167 \times 4 + 3 \times 0.289 \times (1 - 0.008) = 46.05\ (1/рік)$$

$$N_{ОП(Л\text{-}214)} = 4\mu_{л} + 2\mu_{ш} + 3\omega_{л4}(1 - a_{в.авт}) = \quad (3.16)$$

$$= 4 \times 11 + 2 \times 0.167 \times 4 + 3 \times 0.325 \times (1 - 0.008) = 45.8\ (1/рік)$$

$$N_{ОП} = 4\mu ат + 2\mu ш = 4 \times 1 + 2 \times 0.167 \times 4 = 5.3\ (1/рік) \quad (3.17)$$

$$N_{ОП(АТ\text{-}331\text{-}АТ\text{-}334/5)} = 4(\mu_{б} + 0.9\omega_{б} + \mu_{ат}) + 3 \times 0.1\omega_{б}(1 - a_{в.авт}) = \quad (3.18)$$

$$4(10 + 0.9 \times 0.25 + 1) + 3 \times 0.1 \times 0.25 \times 0.992 = 44.97\ 1/рік$$

Загальна кількість операцій, здійснених вимикачами на ВРП 330 кВ за один рік $N_{ОП}$ =369,16.

Ураховуючи малу різницю в кількості операцій, обираємо для вимикачів однакове значення.

NОП = NОП СЕР = 45

$$\omega_{В1} = 0.N_{ОП} = 0.03 + 0.0025 \times 45 = 0.15\ 1/рік \quad (3.19)$$

$$\omega_{В2} = 0.N_{ОП} = 0.03+0.0025\times82,8 = 0.237\ 1/рік \quad (3.20)$$

$$\omega_{В3} = 0.N_{ОП} = 0.03+0.0025\times5.3 = 0.043\ 1/рік \quad (3.21)$$

Складена математична модель надійності високовольтного вимикача 330 кВ, яка відображає процеси його роботи під час експлуатації, отримано значення основних параметрів надійності: середня частота відмов ω = 0.0031 1/рік, середній час відновлення Т= 76.4 год, частота ремонтів μ = 0.066 1/рік.

Проведені розрахунки для вимикачів ВРП 330 кВ ПС «Н» показали, що сумарна кількість комутаційних операцій становить близько 369 операцій на рік, при цьому середня частота відмов вимикачів коливається в межах 0.043–0.237 1/рік залежно від умов експлуатації.

Персоналом електропідстанцій і відділами експлуатації підстанцій контролюється як кількість виконаних ремонтів так і кількість відключень коротких замикань із залишковим комутаційним ресурсом самого вимикача.

Комутаційний ресурс (кількість операцій вимкнення та увімкнення струмів короткого замикання) контактної системи вимикачів обліковується для кожного полюсу (фази) вимикача окремо.

За досвідом експлуатації, фактична кількість увімкнень вимикачів на коротке замикання не перевищує 50 % кількості вимкнень коротких замикань вимикачами. Тому, приймаючи до уваги, що допустима кількість увімкнень вимикачами струмів короткого замикання складає, за заводськими даними, від 70 до 100 % допустимої кількості вимкнень вимикачами струмів короткого замикання - дозволяється вести облік та визначати комутаційний ресурс вимикачів виключно по кількості операцій вимкнень струмів короткого замикання.

Комутаційний ресурс контактної системи вимикачів обліковується накопичувальним методом:

- для нового вимикача - починаючи з дати вводу в експлуатацію до дати першого капітального (середнього) ремонту вимикача;
- для експлуатаційного вимикача - починаючи з дати підключення до мережі після останнього капітального (середнього) ремонту до дати наступного відключення для проведення чергового капітального (середнього) ремонту вимикача.

Для економічної та надійної експлуатації мереж, комутаційний ресурс контактної системи вимикача визначається використовуючи виключно графік залежності допустимої кількості вимкнень вимикачем струмів короткого замикання від діючої фактичної величини струму короткого замикання, який протікав через вимикач. Вказані графіки у більшості випадків приводяться у заводській інструкції вимикача.

Облік струмів замикання, які відключив вимикач та розрахунок комутаційного ресурсу вимикача здійснюється протягом робочої доби після кожного вимкнення вимикача автоматикою захисту.

Визначення комутаційного ресурсу вимикача ведеться в умовних одиницях.

Початковий ресурс вимикача відповідає – “нулю” (0).

Максимально допустимий ресурс вимикача відповідає – “одиниці” (1).

Відповідно - комутаційний ресурс $R_{K\Sigma}$ після серії вимкнень полюсом (фазою) струмів короткого замикання не повинен перевищувати умовну “одиницю” (1).

$$1 > R_{K\Sigma}$$

Визначення сумарно використаного ресурсу

Використаний комутаційний ресурс R полюсу (фази) вимикача на одне вимкнення струму короткого замикання визначається формулою:

$$R_{к1} = 1 / N_{доп.},$$

де $N_{доп.}$ – це допустима кількість операцій вимкнення вимикачем струму короткого замикання, при струмі I , який

фактично протікав через вимикач при аварійному вимкненні захистами.

Сумарно використаний комутаційний ресурс RКΣ після серії вимкнень полюсом (фазою) струмів короткого замикання визначається підсумком одиничних вимкнень за формулою:

$$RКΣ = 1 / N доп.1 + 1 / N доп.2 + …. + 1 / N доп. N$$

Залишковий комутаційний ресурс Rз полюсу (фази) вимикача на вимкнення струмів короткого замикання визначається формулою:

$$R_з = 1 – R_{КΣ}$$

У випадку якщо розрахунковий залишковий комутаційний ресурс $R_з$ приймає від’ємне значення “-”, це означає , що комутаційний ресурс перевищено і потрібно терміново приймати рішення щодо відключення вимикача від мережі.

Виведення дії на вимикач автоматики АПВ та оформлення заявки на виведення з роботи вимикача для виконання позапланового капітального (середнього) ремонту необхідне у разі, якщо ймовірне наступне відключення вимикачем струму короткого замикання призведе до перевищення залишкового комутаційного ресурсу:

$$Rз \leq Rк\ P,$$

де Rк Р, = 1 / N доп. мак, . – це величина ресурсу вимикача, який буде використано у разі відключення ймовірного короткого замикання найбільшої можливої величини.

де N доп. мак. – це допустима кількість операцій вимкнення вимикачем струму короткого замикання, при найбільшому розрахунковому струмі I, який може протікати через вимикач при близькому короткому замиканні на виводах вимикача.

Якщо комутаційний ресурс в інструкції заводу-виробника задано у вигляді кількох значень допустимої кількості вимкнень по відношенню до конкретних величин струму – все гаразд, переходимо далі до побудови графіку залежності кількості допустимих відключень від струмів коротких замикань.

Якщо комутаційний ресурс в інструкції заводу-виробника задано у вигляді кількох значень допустимої сумарної кількості вимкнень та увімкнень по відношенню до конкретних величин струму – кількість вимкнень приймаємо рівною 65 % (2\3 частинам) від сумарних значень вимкнень та увімкнень і переходимо далі до побудови Графіку.

Таблиця 3.2 – Паспортні дані на вимикачі

Тип	Клас напруги, кВ	Ін, кА	Ікз, кА	Nмех, циклів	АпроксОсн	АпроксСт
LTB-170D1/B	150	3.15	40	10000	20000	2
ВВ-330Б	330	2	26	1000	196.54	-0.895
ВВБ-330Б	330	3.15	31.5	1000	185.34	-0.857
ВВН-150.8	150	2	30.8	1000	185.34	-0.857
ВВН-150Б	150	2	25	1000	196.54	-0.895
ВВН-154.8	150	2	30.8	1000	185.34	-0.857
ВВН-330.15	330	2	26.2	1000	196.54	-0.895

У таблиці 3.2 надано інформацію з інструкції заводу – виробника [2] на типи вимикачів, які знаходяться не тільки на ПС 330кВ «Нікопольська», а й переважно на всій території України.

Пропоновано розглянути вимикач ВРП 330кВ – ПВ Л-212, як приклад розрахунку кількості залишкових комутаційних операцій.

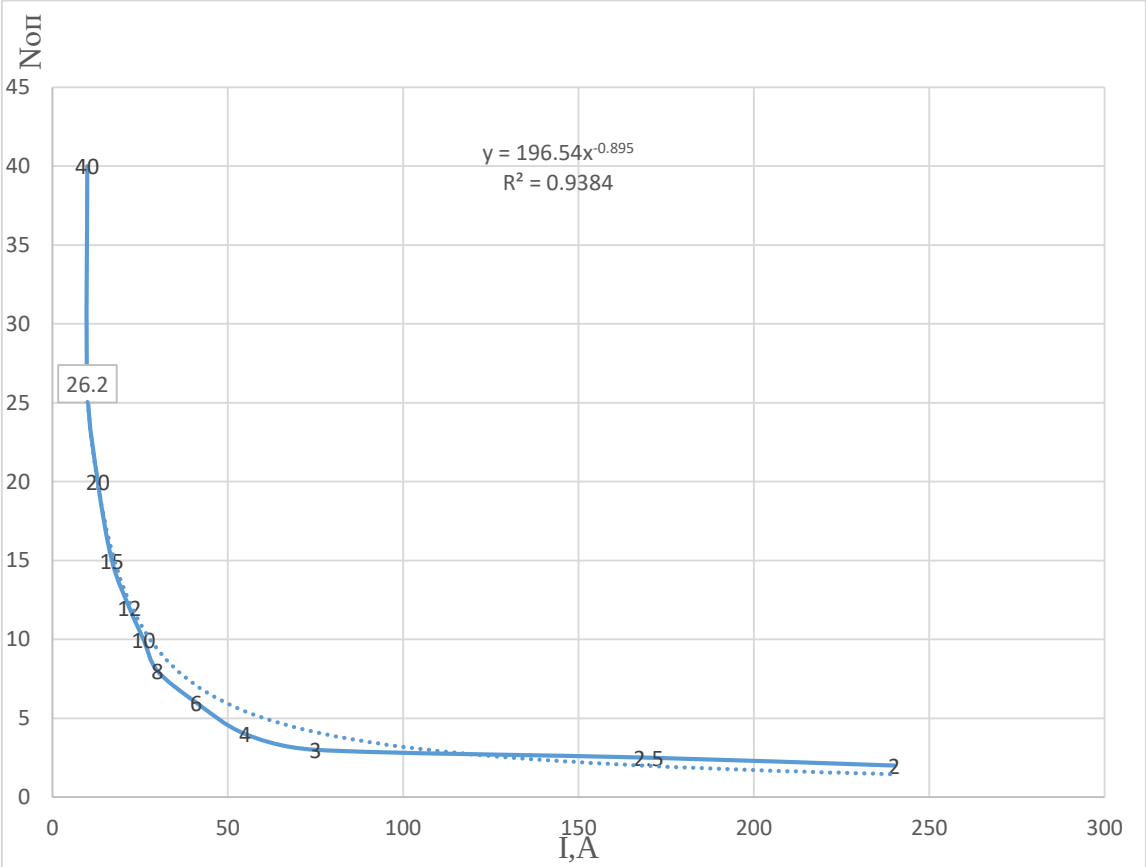


Рисунок 3.2 – Залежність кількості допустимих відключень від струмів коротких замикань

Побудова графіку (кривої) залежності допустимої кількості вимкнень вимикачем струмів короткого замикання від величини струму короткого замикання у разі якщо завод-виробник в інструкції надав графік залежності допустимої кількості вимкнень від величини струму короткого замикання (надалі Графік) – потрібно користуватись ним. У разі якщо завод-виробник в інструкції надав Графік залежності допустимої сумарної кількості вимкнень та увімкнень

від величини струму короткого замикання – також потрібно користуватись ним, приймаючи при цьому кількість вимкнень рівною 65 % (2\3 частинам) від сумарних значень вимкнень та увімкнень. Якщо завод-виробник в інструкції не надав Графік - то його потрібно збудувати базуючись на даних заводів-виробників.

Представлений графік свідчить про високу точність апроксимації експериментальних даних. Аналіз показує, що зі збільшенням струму короткого замикання кількість допустимих відключень вимикача суттєво зменшується. Це пояснюється зростанням теплових та електродинамічних навантажень на комутаційні контакти, що прискорює їх зношування та зменшує ресурс роботи обладнання. Таким чином, залежність має виражений зворотно пропорційний характер, при якому великі струми короткого замикання відповідають меншій кількості допустимих відключень.

Таблиця 3.2 – Ресурс відключень коротких замикань вимикачем ПВ Л-212

Дата і час відключення	АПВ та РПВ	Вид КЗ	Струм КЗ, кА	ресурс ф. «А»	ресурс ф. «В»	ресурс ф. «С»	Сумарно використаний комутаційний ресурс, R к□			Залишковий ресурс , Rз %		
							ф"А"	ф"В"	ф"С"	ф"А"	ф"В"	ф"С"
	RкР		18									
16/05/21 22:35	нАПВ	ф. «В» на землю	15		2		0.00	0.12	0.00	100.00	88.24	100.00
26/04/22 23:41	нАПВ	ф. «С» на землю	5.6			2	0.00	0.12	0.05	100.00	88.24	95.24
18/06/22 00:00	нАПВ	ф. «В» на землю	5.6		2		0.00	0.17	0.05	100.00	83.47	95.24

20/06/22 19:30	нРПВ	ф. «А» на землю	4.4	1			0.02	0.17	0.05	98.08	83.47	95.24
07/07/22 15:19	нАПВ	ф. «С» на землю	5.3			2	0.02	0.17	0.09	98.08	83.47	90.69
18/07/22 14:26	нАПВ	ф. «АiВ» на землю	5.6	2	2		0.07	0.21	0.09	93.32	78.71	90.69
18/07/22 15:15	нРПВ	ф. «АiВ» на землю	5.7	1	1		0.09	0.24	0.09	90.88	76.27	90.69
28/07/22 11:38	нАПВ	ф. «В» на землю	5.3		2		0.09	0.28	0.09	90.88	71.73	90.69
28/07/22 12:04	нРПВ	ф. «В» на землю	5.8		1		0.09	0.31	0.09	90.88	69.23	90.69
24/08/22 14:22	нАПВ	ф. «В» на землю	4.51		2		0.09	0.35	0.09	90.88	65.31	90.69
24/08/22 14:51	нРПВ	ф. «В» на землю	4.65		1		0.09	0.37	0.09	90.88	63.26	90.69
24/08/22 15:08	нРПВ	ф. «В» на землю	4.65		1		0.09	0.39	0.09	90.88	61.22	90.69
28/08/22 10:27	нАПВ	ф. «С» на землю	3.4			2	0.09	0.39	0.12	90.88	61.22	87.62
28/08/22 10:27	нРПВ	ф. «С» на землю	4.2			1	0.09	0.39	0.14	90.88	61.22	85.76
17/06/23 11:43	нАПВ	ф А на землю	3.04	2			0.12	0.39	0.14	88.10	61.22	85.76
22/06/23 12:16	нАПВ	ф Сна землю	3.1				0.12	0.39	0.14	88.10	61.22	85.76
22/06/23 14:26	нАПВ	ф С на землю	3.04				0.12	0.39	0.14	88.10	61.22	85.76
20/12/23 14:00	нАПВ	ф. «А» на землю	6.27	2			0.17	0.39	0.14	82.84	61.22	85.76

20/06/24 03:38	нАПВ	ф А, В на землю	7.1	2	2		0.23	0.45	0.14	76.95	55.34	85.76
02/08/24 17:01	уАПВ	ф А на землю	2.91	1			0.24	0.45	0.14	75.62	55.34	85.76
12/09/24 01:45	нАПВ	фВна землю	6.73		2		0.24	0.50	0.14	75.62	49.63	85.76
21/09/24 16:19	нАПВ	ф В, С міжфазне	4.82		2	2	0.24	0.55	0.18	75.62	45.46	81.60
22/09/24 13:45	нАПВ	ф В, С міжфазне	5.55		2	2	0.24	0.59	0.23	75.62	40.70	76.84

Використовуючи дані з інструкції виробника (таблиця 3.2) та інформацію від реєструючих пристроїв, які виконують моніторинг струмів коротких замикань у мережі (таблиця 3.3) отримуємо колонки залишкового ресурсу , Rз %, за яким визначається комутаційна здатність вимикача та ресурс до наступного капітального ремонту.

Пропоновано провести заміну вимикачів типу ВВН-330, ВВШ-330, ВВ-330Б, ВВБ-330Б на елегазові, виходячи з того, що вони мають значно більшу кількість комутаційного ресурсу, збільшені терміни виконання капітальних і поточних ремонтів та набагато менший відсоток відмов у порівнянні з повітряними вимикачами.

3.3. Вдосконалення пристроїв релейного захисту та автоматики

У розділі 2 п.2.3 розглянуто обладнання релейного захисту та автоматики ПС 330кВ «Н», яке виконує функцію захисту не тільки ліній електропередачі, автотрансформаторів, а й допоміжного обладнання, однак з роками кількість відмов і неселективність роботи такого обладнання показує ріст у арифметичній прогресії.

До пристроїв РЗА та ПА пред’являють наступні вимоги:

- швидкодія;
- надійність;
- селективність.

На даному етапі розвитку виробники пропонують безліч варіантів виконання захистів обладнання електропідстанцій, розглянемо апаратуру фірми ABB (RED 670, RET 670).

Інтелектуальний електронний пристрій (Intellectual Electronic Device – IED) RED670 призначений для захисту, управління та контролю повітряних і кабельних ліній у всіх типах електричних мереж. Пристрій може застосовуватися на всіх рівнях напруги, включаючи надвисокі напруги (330–750 кВ). Він ефективно використовується для захисту важконавантажених і багатокінцевих ліній, де потрібне одно-, дво- або трифазне відключення. Пристрій також може застосовуватися для захисту кабельних ліній, що з’єднують генератор із трансформатором у блочних схемах електростанцій [6].

Диференційний струмовий захист у складі RED670 забезпечує високу чутливість до пошкоджень із великим перехідним опором і надійну ідентифікацію пошкодженої фази. Захист функціонує за шістьма групами трифазних струмів, що дозволяє використовувати до трьох терміналів у схемах із кількома вимикачами на одне приєднання та до п’яти терміналів у схемах із одним вимикачем.

Передача даних між пристроями здійснюється через канал зв’язку за стандартом IEEE C37.94, який може дублюватися при використанні на відповідальних енергетичних об’єктах. Компенсація ємнісного (зарядного) струму забезпечує високу чутливість навіть на довгих лініях. У разі відмови каналу зв’язку дистанційний захист із логікою взаємодії автоматично переходить у режим резервного захисту. Для обміну сигналами між інтелектуальними пристроями передбачено вісім каналів телеотключення та дискретних сигналів.

Функція автоматичного повторного вмикання (АПВ) може виконувати одно-, дво- або трифазне АПВ за принципом *«ведучий–ведений»* у схемах із кількома вимикачами на приєднання. Робота АПВ синхронізується з функцією контролю синхронізму, що дозволяє реалізувати швидкодіючі або уповільнені режими повторного вмикання.



Рисунок 3.3 – Зовнішній вигляд пристрою RED670

Пристрій також реалізує повний комплекс струмових і напругових захистів, серед яких:

- струмова відсічка;
- чотириступенева направлена або ненаправлена максимальна струмова захист (МТЗ);
- захист від замикань на землю (ТЗНП) з витримкою часу;
- захист від теплових перевантажень;
- двоступенева захист від підвищення та пониження напруги.

Інтелектуальний пристрій RED670 може виконувати також функції оперативного керування та блокувань, взаємодіючи з контролем синхронізму, що забезпечує інтеграцію різних рівнів системи управління підстанцією.

Додаткова користувацька логіка, що конфігурується за допомогою графічного інтерфейсу, дозволяє реалізувати специфічні алгоритми, наприклад:

- автоматичне відключення роз'єднувачів у схемах із кількома вимикачами;
- керування кільцевими схемами;
- автоматичне введення резерву (АВР) тощо.

Варіант захисту з використанням шести плечей використовується для двокінцевих ліній з півторакратними схемами на обох кінцях, а також багатокінцевих лініях, що містять до 5 кінців.

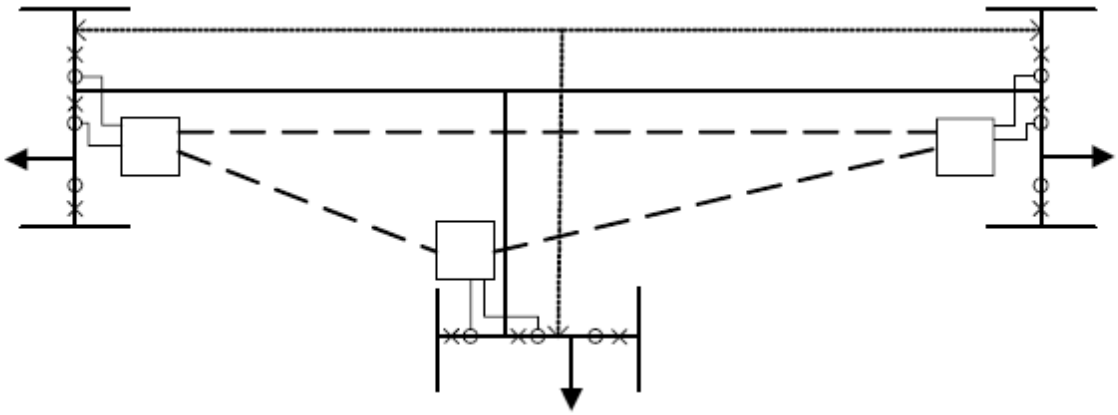


Рисунок 3.4 – Приклад застосування на трикінцевій лінії з полуторними схемами

Графічне середовище конфігурації надає можливість швидкого налаштування, тестування та виконання пусконалагоджувальних робіт, що значно скорочує час введення пристрою в експлуатацію.

Місцевий інтерфейс людина-машина є у двох виконаннях - модуль невеликих і середніх розмірів. Принципова відмінність між ними - розмір рідкокристалічного дисплея. Невеликий РКД має чотири рядки, а на РКД

середніх розмірів відображається первинна схема мережі, яка вміщує до 15 об'єктів.

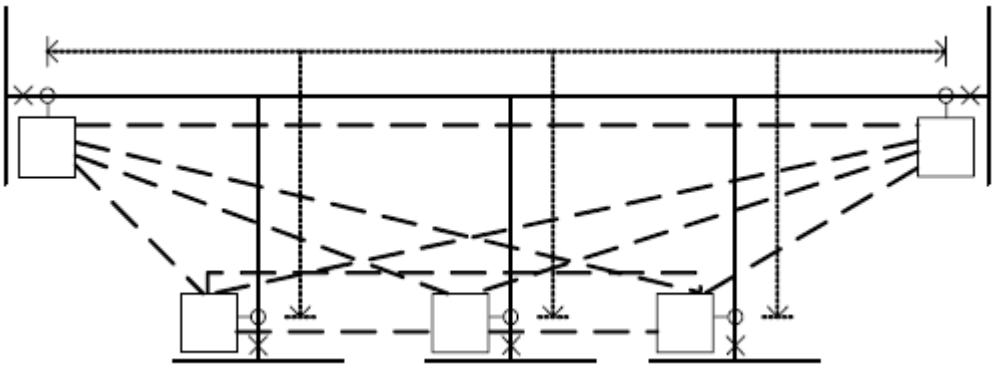


Рисунок 3.5 - П'ятикінцева лінія з системою ведучий-ведучий

Роки експлуатації показують високі результати надійності, гнучкості налаштування зон захистів та багатофункціональність використання на різних типах обладнання.

Для захисту трансформатора пропоновано використання захисту RET 670. Функція диференційного захисту дво- та триобмоткових трансформаторів, реалізована в інтелектуальному електронному пристрої RET670, забезпечує внутрішню корекцію коефіцієнтів трансформаторів струму (ТТ) та компенсацію фазових зсувів, що виникають унаслідок різних груп з’єднань обмоток. Завдяки цьому струмові кола диференційного захисту можуть бути безпосередньо підключені до вторинних обмоток ТТ, з’єднаних за схемою «зірка». Компенсація струму нульової послідовності виконується програмно — у межах алгоритму роботи захисту.

Функціональні можливості диференційного захисту RET670 дозволяють підключення до шести трифазних струмових плечей. Для всіх плечей передбачено режим відсоткового гальмування, що забезпечує використання пристрою для захисту дво- та триобмоткових трансформаторів із двома вимикачами на кожній стороні.

Диференційний захист RET670 може застосовуватись для усіх типів силових трансформаторів і автотрансформаторів, незалежно від наявності регулювання під навантаженням (РПН), а також для шунтувальних реакторів або окремих приєднань. У схемі захисту реалізовано функцію стабілізації роботи при великих струмах під час зовнішніх коротких замикань (КЗ). Якщо в систему захисту вводиться інформація про положення перемикача РПН, то уставка спрацювання диференційного захисту адаптивно коригується, що підвищує селективність дії при внутрішніх пошкодженнях із малими струмами КЗ.

У пристрої реалізовано алгоритм стабілізації при намагнічуванні трансформатора у режимі перезбудження, а також адаптивну стабілізацію під час кидання струму намагнічування при ввімкненні та насичення ТТ при зовнішніх коротких замиканнях. Для миттєвого відключення трансформатора при внутрішніх пошкодженнях з великими струмами КЗ передбачено спеціальний високошвидкодіючий диференційний захист без гальмування, який працює за підвищеною уставкою диференційного струму.

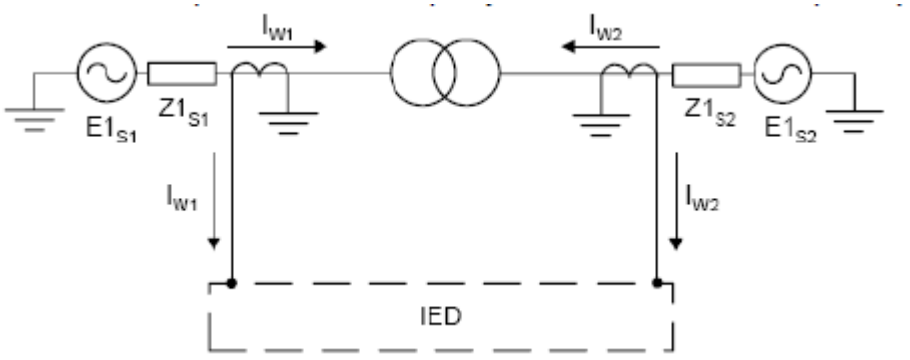


Рисунок 3.6 - Типове розташування ТС і визначення позитивного напрямку протікання струму

Окремо реалізовано високочутливий алгоритм диференційного захисту, що базується на розрахунку симетричних складових струмів, завдяки чому

досягається підвищена точність виявлення міжвиткових замикань у обмотках силових трансформаторів.

Основним завданням диференційного захисту є визначення місця пошкодження — чи знаходиться воно в межах зони захисту, чи поза нею. Зона дії обмежується місцем встановлення трансформаторів струму і може охоплювати не лише трансформатор, а й інше обладнання, розташоване в межах контуру вимірювання. У випадку виявлення внутрішнього пошкодження пристрій забезпечує миттєве відключення трансформатора для запобігання розвитку аварії.

Кола трансформаторів струму повинні бути з'єднані за схемою «зірка». Напрям ТТ може бути обраний довільно — до об'єкта (ToObject) або від об'єкта (FromObject). Водночас логіка диференційного захисту завжди орієнтується у напрямку до захищуваного трансформатора, як показано на рис.3.5. Таким чином, термінал IED вимірює струми плечей силового трансформатора, визначаючи їх відносно базового напрямку до обмоток.

Система диференційного струмового захисту, реалізована в RED670, відзначається високою чутливістю до пошкоджень навіть при значному перехідному опорі та забезпечує точне визначення пошкодженої фази. Пристрій підтримує роботу з кількома вимикачами на одному приєднанні, дозволяючи реалізувати різні схеми підключення, включно з одно-, дво- та трифазним автоматичним повторним вмиканням.

RED670 інтегрує широкий спектр функцій — від диференційного, дистанційного та струмового захисту до контролю синхронізму, захисту від перевантажень і автоматизованого керування комутаційними апаратами. Завдяки вбудованим каналам телеуправління та телесигналізації забезпечується оперативна взаємодія між пристроями на підстанції. Графічне середовище конфігурації дає змогу швидко виконувати параметрування, тестування та налагодження, що суттєво скорочує час введення обладнання в експлуатацію.

Таким чином, RED670 є універсальним рішенням для побудови сучасних систем релейного захисту та автоматики, здатним забезпечити високу надійність, швидкодію та гнучкість роботи енергетичного об’єкта.

У пристрої RET670 реалізовано алгоритми внутрішньої корекції коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму, компенсації фазових зсувів між обмотками та виключення струмів нульової послідовності, що дозволяє точно визначати місце пошкодження в межах захищеної зони. Захист автоматично адаптується до режиму роботи трансформатора, ураховуючи положення перемикача РПН, насичення трансформаторів струму, а також перехідні процеси під час увімкнення або перезбудження.

RET670 забезпечує миттєве відключення трансформатора при внутрішніх коротких замиканнях із великими струмами, а також стабільну роботу при зовнішніх пошкодженнях завдяки застосуванню пропорційного гальмування. Завдяки високій точності вимірювань і використанню алгоритмів розрахунку симетричних складових пристрій здатний виявляти навіть міжвиткові замикання, що робить його одним із найнадійніших рішень для захисту трансформаторів великих потужностей. RET670 належить до покоління цифрових пристроїв серії 670, сумісних зі стандартом IEC 61850, що забезпечує повну інтеграцію з автоматизованими системами керування підстанціями та дає змогу реалізувати гнучку й адаптивну систему захисту трансформаторного обладнання.

3.4 Висновки до розділу 3

У третьому розділі проведено аналіз і запропоновано комплекс технічних заходів, спрямованих на підвищення надійності, ефективності та безперервності роботи електропідстанцій, зокрема ПС 330/150 кВ «Н». Розглянуто сучасні підходи до автоматизації, вдосконалення комутаційного обладнання та впровадження інтелектуальних пристроїв релейного захисту і автоматики.

Впровадження системи телеметрії SIEMENS SICAM STS на базі контролерів SICAM A8000 та промислового комп’ютера SIMATIC IPC847E забезпечує високий рівень автоматизації підстанції, дозволяючи здійснювати постійний моніторинг стану електрообладнання, збір і передачу даних у реальному часі, а також централізоване керування технологічними процесами. Така система мінімізує вплив людського фактору, скорочує час реагування на аварійні ситуації та підвищує загальну надійність енергопостачання.

Удосконалення конструкції комутаційних апаратів, зокрема вимикачів 330 кВ, показало, що детальний аналіз їхньої надійності дає можливість оптимізувати експлуатаційні режими та планово проводити технічне обслуговування. Розрахунки частоти відмов, середнього часу відновлення та комутаційного ресурсу продемонстрували доцільність заміни морально застарілих повітряних вимикачів типів ВВН-330, ВВШ-330, ВВБ-330Б на сучасні елегазові. Це дозволить зменшити кількість відмов, подовжити міжремонтні інтервали та забезпечити стабільну роботу вимикачів під час комутацій струмів короткого замикання.

Особлива увага приділена вдосконаленню системи релейного захисту та автоматики (РЗА). Аналіз та опис роботи пристроїв ABB RED670 і RET670 показали, що їх використання дозволяє суттєво підвищити надійність захисту ліній електропередачі і трансформаторів. Пристрої забезпечують швидкодію, селективність, точне визначення пошкодженої ділянки мережі, а також мають можливість адаптації до змінних режимів роботи [9]. Завдяки сумісності з міжнародним стандартом IEC 61850 вони легко інтегруються в сучасні цифрові системи керування підстанціями.

РОЗДІЛ 4. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАПРОПОНОВАНИХ ЗАХОДІВ

4.1. Оцінка ефективності технічних рішень

Для визначення економічної доцільності впровадження запропонованих технічних заходів застосовується метод порівняння витрат та результатів, що виникають при експлуатації обладнання до модернізації та після неї.

Оцінка ефективності ґрунтується на визначенні:

- витрат на ремонт та обслуговування вимикачів,
- витрат на ремонт та обслуговування компресорного обладнання,
- витрат на людино-години оперативного та ремонтного персоналу,
- зменшення кількості аварійних відключень,
- уникненого недовідпуску електричної енергії,
- зниження експлуатаційних витрат завдяки підвищенню надійності ПС.

Пропоновано виконати заміну лінійних вимикачів ПС 330кВ «Н» у кількості 4 од.. Для стабільної роботи 4-х вимикачів типу ВВН-330 необхідно два компресори 3ВШ1,6-3/46, які методом перепуску створюють тиск у 20атм. в магістралі.

Для проведення розрахунку візьмемо дані з СОУ, де наведено норми для виконання капітальних ремонтів обладнання, які включають необхідні матеріали, їх кількість і кількість людино-годин, необхідних для виконання робіт.

Клас обладнання – компресори. Тип обладнання - 3ВШ1,6-3/46:

Таблиця 4.1 – Витрати матеріалів на один компресор 3ВШ1,6-3/46

Найменування товарно-матер цінностей	**Одиниця виміру**	**Кількість фактична**	**Ціна за одиницю грн**	**Сума, грн**
Електроди АНО-4 3мм (Ц. = 48,0000)	КГ / кг	1,0000	48,0000	48,00
Мастило Циатім 221 (Ц. = 897,5000)	КГ / кг	0,5000	897,5000	448,75
Елемент фільтруючий повітряний для 3ВШ-1,6-3/46 (18-12С12-1) (Ц. = 300,0000)	шт.	2,0000	300,0000	600,00
Підшипник колінчатого валу (Ц. = 810,0000)	шт.	2,0000	810,0000	1620,00
Кільце поршневе компресійне 3 ступені для 3ВШ-1,6-3/46 (Д 24.127-А) (Ц. = 100,0000)	шт.	5,0000	100,0000	500,00
Пластина комбінованого клапана 1.2 ст для ЗВШ-1.6-3/90 (ВТ-330191.004) (Ц. = 30,0000)	шт.	20,0000	30,0000	600,00
Пружина клапана комбінованого 1,2 ст. для ЗШВ-1,6-3/46 (ВТ 330.191.03) (Ц. = 30,0000)	шт.	20,0000	30,0000	600,00
Кільце втулково-пальц муфти для 3ВШ-1,6-3/46 (КЗ С081.008.001-0 (Ц. = 10,0000)	шт.	40,0000	10,0000	400,00
Клапан продувки мембранний ЗВШ-1,6-3/46 (Ц. = 2 100,0000)	шт.	1,0000	2100,000	2100,00
Клапан запобіжний 2 ступені ЗВШ-1,6-3/46 (Ц. = 4 500,0000)	шт.	1,0000	4500,000	4500,00
Голівка циліндра 2 ступені для 3ВШ-1,6-3/46 (43.42.22.019.0 (Ц. = 8 000,0000)	шт.	1,0000	8000,000	8000,00
Крейцкопф 1 ступені для ЗВШ-1,6-3/46 (43.42.22.019.0 (Ц. = 3 500,0000)	шт.	1,0000	3500,000	3500,00

Циліндр 1 ступені для 3ВШ-1,6-3/46 (43.42.22.019.0 (Ц. = 12 100,0000)	шт.	1,0000	12100,00	12100,00
Циліндр 2 ступені для 3ВШ-1,6-3/46 (43.42.22.019.0 (Ц. = 9 000,0000)	шт.	1,0000	9000,000	9000,00
Вентиль мембранний з електромагніт приводом для 3ВШ-1,6-3/46 (П3-26237-015) (Ц. = 2 600,0000)	шт.	1,0000	2600,000	2600,00
Крейцкопф 3 ступені для 3ВШ-1,6-3/46 (43.42.22.019.0 (Ц. = 4 200,0000)	шт.	1,0000	4200,000	4200,00
Крильчатка вентилятора обдуву для 3ВШ-1,6-3/46 (Ц. = 2 800,0000)	шт.	1,0000	2800,000	2800,00
Клапан комбінований 3 ступені для 3ВШ-1,6-3/46 (304-98-34-00Н) (Ц. = 5 400,0000)	шт.	1,0000	5400,000	5400,00
Клапан зворотній для 3ВШ-1,6-3/46 (43.42.22.028.1 СБ) (Ц. = 4 500,0000)	шт.	1,0000	4500,000	4500,00
Поршень 2 ступені для 3ВШ-1,6-3/46 (43.42.22.019.0 СБ) (Ц. = 16 000,0000)	шт.	1,0000	16000,00	16000,00
Поршень 3 ступені для 3ВШ-1,6-3/46 (43.42.22.019.0 (Ц. = 4 100,0000)	шт.	1,0000	4100,000	4100,00
Пароніт ПМБ 2 мм (Ц. = 123,3500)	КГ / кг	1,0000	123,3500	123,35
Папір шліфувальний основа - тканина, водостійка 200мм Р180 (Ц. = 29,5200)	М2 / м	1,0000	29,5200	29,52
Ганчір`я бавовняне (Ц. = 17,2000)	КГ / кг	1,5000	17,2000	25,80
Олива компресорна VDL 150 (Ц. = 68,0000)	КГ / л	17,0000	68,0000	1156,00
Сода кальцинована 25кг (Ц. = 834,0000)	КГ / шт.	0,0720	834,0000	60,05
Тринатрій фосфат 1кг (Ц. = 45,0000)	КГ / шт.	0,5000	45,0000	22,50
Бязь (Ц. = 60,7500)	М2 / пог.м.	1,0000	60,7500	60,75
Клапан запобіжний 3 ступені 3ВШ-1,6-3/46 (Ц. = 4 500,0000)	шт.	1,0000	4500,000	4500,00

Двигун електричний АИР 80А2 ІМ 1081 (Ц. = 3 603,6000)	шт.	1,0000	3603,600	3603,60
Кільце поршневе оливоз'ємне 1 ступені для 3ВШ-1,6-3/46 (5Д49.22.08-4) (Ц. = 900,0000)	шт.	1,0000	900,0000	900,00
Поршень 1 ступені для 3ВШ-1,6-3/46 (43.42.22.019.0 (Ц. = 9 000,0000)	шт.	1,0000	9000,000	9000,00
Прокладка під клапан (мідь) 3 ступені для 3ВШ-1,6-3/46 (43.42.22.019.0 (Ц. = 350,0000)	шт.	1,0000	350,0000	350,00
Клапан продувки мембранний 3 ступені для 3ВШ-1,6-3/46 (43.42.22.028.1 СБ) (Ц. = 3 600,0000)	шт.	1,0000	3600,000	3600,00
Оливонасос для 3ВШ-1,6-3/46 (НШ-10Е) (Ц. = 2 600,0000)	шт.	1,0000	2600,000	2600,00
Кільце поршневе оливоз'ємне 2 ступені для 3ВШ-1,6-3/46 (М 130) (Ц. = 340,0000)	шт.	1,0000	340,0000	340,00
Кільце поршневе компресійне 2 ступені для 3ВШ-1,6-3/46 (У 130) (Ц. = 320,0000)	шт.	1,0000	320,0000	320,00
Елемент фільтруючий оливний для 3ВШ-1,6-3/46 (60.3) (Ц. = 680,0000)	шт.	2,0000	680,0000	1360,00
Всього ($В_{м.з.}$), грн:				111668,32

Витрати людино-годин згідно СОУ Том 5 ч.І 140101 пункти 1-32 становлять 224,50. Заробітна плата працівників залежить від кваліфікації робітників та часу виконання робіт, тож прийнято $В_р$=36828,11, грн.

Дані норми витрат матеріалів для капітального ремонту компресорів були отримані на основі СОУ та включають усі необхідні комплектуючі, вузли та витратні матеріали. Це дозволяє сформувати повну собівартість відновлення працездатності одного агрегату. Однак окрім проведення капітальних ремонтів для компресорного обладнання, виконуються поточні ремонти та щоденне

обслуговування, яке займає значну частину робочого часу обслуговуючого персоналу та матеріальні збитки. Таке щоденне обслуговування зумовлене використанням застарілого обладнання, підвищені температури у приміщенні, низьку якість комплектуючих частин, відсутність їх на ринку та підвищений розхід компресорної оливи у зв'язку зі зношеними конструктивними частинами поршневої групи. Ці заходи збільшують витрати у декілька разів.

Економічне обґрунтування модернізації комірки 330 кВ ґрунтується на всебічному аналізі поточного технічного стану обладнання, рівня його зношеності та впливу можливих відмов на функціонування енергетичного об'єкта. Діюче обладнання, встановлене на підстанціях такого класу напруги, працює у режимах підвищених електричних і механічних навантажень. Це поступово призводить до деградації ізоляції, старіння конструктивних елементів та зростання ймовірності відмов у відповідальних вузлах. Особливо критично це проявляється у повітряних вимикачах і трансформаторах струму старих модифікацій, які морально й технічно застаріли та не відповідають сучасним вимогам до надійності та оперативності комутації.

Важливо зазначити, що будь-яке непланове відключення обладнання 330 кВ має значні економічні наслідки. Через великі потоки переданої потужності навіть короткочасна відмова супроводжується значним недовідпуском електроенергії. За умов сучасного тарифу на електричну енергію та середньої тривалості ремонту близько 8 годин, навіть одноразове аварійне вимкнення може спричинити втрати у сотнях тисяч або навіть мільйонах гривень. Додатково до цього включаються прямі витрати на проведення аварійного ремонту, залучення персоналу, лабораторну діагностику та відновлення пошкоджених компонентів. Таким чином, підвищена аварійність старого обладнання формує не лише технічні ризики, а й значний постійний фінансовий тягар для оператора.

Стан існуючого вимикача типу ВВН-330 є одним із ключових аргументів на користь модернізації. Через тривалий термін експлуатації, суттєві комутаційні

навантаження та природне старіння ізоляції, частота його відмов є суттєво вищою за показники сучасних елегазових вимикачів. Світова практика експлуатації високовольтних апаратів показує, що після 20–25 років роботи кількість відмов повітряних вимикачів може зростати у кілька разів. У свою чергу, вимикачі типу LTB на газовій ізоляції демонструють стабільність параметрів протягом усього строку служби, характерні нижчі показники відмов та мінімальні потреби в технічному обслуговуванні.

Аналогічна ситуація спостерігається і з трансформаторами струму старого покоління. Деградація паперово-масляної ізоляції, погіршення характеристик магнітопроводу та зростання втрат у вторинних колах з часом збільшують ризик роботи поза межами нормованих параметрів. Це також може призвести до хибного спрацювання захистів, перевищення похибки вимірювань та виникнення аварійних режимів у мережі. Установка елегазових трансформаторів струму TG-330 дозволяє усунути ці проблеми, забезпечивши стабільність вимірювань і високу електричну міцність завдяки закритому об’єму газу SF_6.

Пропоновано виконати заміну комірки 330кВ з таким обладнанням:

- 4 роз’єднувачі РНДЗ-330;
- трансформатор струму ТФРМ-330;
- вимикач типу ВВН-330;
- захисти типу ДФЗ-504 як основний та ЕПЗ-1636 як комплект резервних захистів;

Комплект обладнання після заміни:

- елегазовий вимикач LTB-330;
- комплект роз’єднувачів 330кВ (4шт);
- трансформатор струму TG-330;
- панель захисту RED-670 та REC-670.

Вартість (орієнтовно, грн):

- LTB-330 (середній сценарій): 1 500 000 ₴ [19];

- TG-330 (330 кВ): 2 500 000 ₴;

- Роз'єднувач РНДЗ-330 (шт): 1 900 000 ₴ (3 шт. → 5 700 000 ₴);

- Пакет панелей RED-670 + REC-670: 600 000 ₴;

- Монтаж, ПНР, кабелі та інше: 20% від суми обладнання.

Ціни вказано враховуючи тендерні закупівлі матеріалів за останні роки [20].

4.2 Розрахунок загальної вартості проєкту

Сума обладнання:

$$C_облад = 1\ 500\ 000 + 2\ 500\ 000 + 7\ 600\ 000 + 600\ 000 = 12\ 200\ 000 \text{ грн.} \quad 4.1$$

Вартість монтажу та ПНР:

$$C_мон = 0.20 \times 12\ 200\ 000 = 2\ 440\ 000 \text{ грн.} \quad 4.2$$

Загальна капітальна вартість:

$$C = 12\ 200\ 000 + 2\ 440\ 000 = 14\ 640\ 000 \text{ грн.} \quad 4.3$$

Позначення:

C — загальна капітальна вартість проєкту, ₴;

λ_old — середня частота відмов існуючого вимикача, відмов/рік;

λ_new — частота відмов після заміни (приймаємо $\lambda_new = 0.01$ відмов/рік);

$\Delta\lambda = \lambda_old - \lambda_new$;

t — середня тривалість вимкнення при відмові, год.;

L — середня потужність лінії, МВт;

$\Delta E = \Delta\lambda \times t \times L$ — скорочення втрат електроенергії, МВт·год/рік;

E_економія = $\Delta E \times P$ — економія через зменшення недопостачання, ₴/рік;

R_економія = $\Delta\lambda \times$ R_cost — економія на ремонтах, ₴/рік;

S = E_економія + R_економія — загальна річна економія, ₴/рік;

T = C / S — строк окупності, років.

Сценарії окупності проєкту в залежності від кількості відмов та перетоків потужності у мережі:

Умовні дані - t = 8 год.; P = 5 500 ₴/МВт·год; R_cost = 1 000 000 ₴;

Сценарій 1: Оптимістичний (λ_old = 0.2 відмов/рік)

$\Delta\lambda = 0.19$; $\Delta E = 456$ МВт·год/рік;

E_економія = 2 508 000 ₴/рік; R_економія = 190 000 ₴/рік;

S = 2 698 000 ₴/рік; T ≈ 1.33 року.

Сценарій 2: Реалістичний (λ_old = 0.1 відмов/рік)

$\Delta\lambda = 0.09$; $\Delta E = 216$ МВт·год/рік;

E_економія = 1 188 000 ₴/рік; R_економія = 90 000 ₴/рік;

S = 1 278 000 ₴/рік; T ≈ 2.80 року.

Сценарій 3: Консервативний (λ_old = 0.05 відмов/рік)

$\Delta\lambda = 0.04$; $\Delta E = 96$ МВт·год/рік;

E_економія = 528 000 ₴/рік; R_економія = 40 000 ₴/рік;

S = 568 000 ₴/рік; T ≈ 6.30 років.

Підсумовуючи розрахунки отримуємо:

- Загальна вартість проєкту: 14 640 000 ₴;
- Окупність: 1.33–6.30 років залежно від сценарію.

Для підвищення точності рекомендовано врахувати комерційні пропозиції постачальників.

ВИСНОВОК

У дипломній роботі проведено всебічний аналіз технічного стану електропідстанції 330 кВ «Н», оцінено характерні види технологічних порушень та визначено ключові фактори, що впливають на надійність роботи високовольтного обладнання. Дослідження підтвердило, що основними причинами зниження експлуатаційної надійності є фізичне старіння комутаційних апаратів, погіршення параметрів ізоляції, зростання частоти відмов повітряних вимикачів та обмежені функціональні можливості застарілих систем релейного захисту і автоматики.

У ході роботи виконано порівняльний аналіз структури відмов у Південному ТУОМ за 2024–2025 роки, що дозволило встановити позитивну тенденцію до зменшення кількості аварійних ситуацій. Разом із тим виявлено, що найбільшу частку технологічних порушень становлять відмови комутаційного обладнання та хибні дії персоналу, що додатково підкреслює необхідність модернізації та підвищення рівня автоматизації процесів керування.

На основі проведеної оцінки технічного стану встановлено, що значна частина обладнання ПС 330 кВ «Н» перебуває на межі свого ресурсу, зокрема повітряні вимикачі, трансформатори струму та роз’єднувачі. Подальша експлуатація такого обладнання без оновлення збільшує ризик відмов, що може призвести до серйозних порушень у роботі енергосистеми та значних економічних втрат. Тому в роботі запропоновано проєкт модернізації комірки 330 кВ з установленням сучасного елегазового вимикача LTB-330, трансформаторів струму TG-330, комплекту роз’єднувачів нового зразка та цифрових панелей захисту типу RED-670 та REC-670.

У техніко-економічному обґрунтуванні доведено ефективність упровадження запропонованого комплексу заходів. Розрахунки засвідчили, що модернізація дає змогу значно зменшити частоту відмов, уникнути аварійних

відключень, зменшити недовідпуск електроенергії та скоротити витрати на ремонт. Залежно від вихідного сценарію частоти відмов строк окупності проєкту становить від 1,3 до 6,3 років, що підтверджує економічну доцільність модернізації навіть за консервативних припущень.

Узагальнюючи результати дослідження, можна зробити висновок, що модернізація високовольтного обладнання та впровадження сучасних цифрових систем релейного захисту є необхідною умовою для підвищення надійності та сталості роботи електроенергетичної інфраструктури. Реалізація запропонованих технічних рішень забезпечить зменшення аварійності, підвищення рівня керованості енергетичних об’єктів та збільшення ресурсу обладнання, що в комплексі сприятиме зміцненню енергетичної безпеки України та надійному функціонуванню об’єднаної енергосистеми в умовах сучасних викликів.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). – Київ: Мінпаливенерго України, 2017. – 760 с.

2. ДСТУ EN 62271-100:2017. Високовольтні комутаційні апарати. Вимикачі змінного струму. – К.: УкрНДНЦ, 2018. – 64 с.

3. ДСТУ 3437-96. Вимикачі високовольтні. Загальні технічні вимоги. – Київ, 1996. – 45 с.

4. IEC 62271-1:2021. High-voltage switchgear and controlgear – Part 1: Common specifications. – Geneva: IEC, 2021.

5. IEC 62271-203:2022. Gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV. – International Electrotechnical Commission.

6. ABB High Voltage Products. Switching Equipment Catalogue. – Zurich: ABB Group, 2020. – 212 p.

7. Hitachi Energy. Gas-insulated Circuit Breakers LTB Series. Technical Manual. – 2022. – 148 p.

8. Siemens Energy. Current Transformers for High Voltage Grids. – Berlin: Siemens AG, 2021. – 96 p.

9. КАЗАНЦЕВ Т. А. Релейний захист і автоматика електричних систем. – Харків: ХНУРЕ, 2020. – 312 с.

10. Гаврилюк В. О., Кравченко О. В. Надійність електричних систем та мереж. – Київ: НУЕЕ, 2019. – 288 с.

11. Сиченко І. М., Корнієнко С. В. Електричні апарати високої напруги. – Запоріжжя: ЗНУ, 2021. – 254 с.

12. Міненерго України. Аналітичний звіт щодо технологічних порушень в ОЕС України за 2024–2025 рр. – Київ, 2025. – 58 с.

13. НЕК “Укренерго”. Технічні вимоги до високовольтного обладнання ПС 330–750 кВ. – Київ: Укренерго, 2023. – 102 с.

14. Укренерго. Звіти про технологічні порушення Південного ТУОМ (2024–2025). – Офіційний ресурс НЕК “Укренерго”.

15. Метельський М. В. Діагностика та технічне обслуговування високовольтного обладнання. – Львів: Львівська політехніка, 2018. – 276 с.

16. Kjellberg, L. Modern SF_6-Insulated Switching Equipment in High-Voltage Systems. – Stockholm: EnergoPress, 2020. – 198 p.

17. CIGRE Technical Brochure №802. Reliability Analysis of High-Voltage Circuit Breakers. – Paris: CIGRE, 2021. – 112 p.

18. IEEE Std C37.09-2018. Standard Test Procedure for AC High-Voltage Circuit Breakers. – IEEE Standards Association.

19. Офіційний сайт ABB / Hitachi Energy. Технічні каталоги LTB-330, TG-Series, REX-6xx. – 2023–2025.

20. Prozorro.gov.ua. Дані про закупівлі обладнання 330 кВ ПС ОЕС України. – Режим доступу: https://prozorro.gov.ua