

Міністерство освіти і науки України
Криворізький національний університет
Електротехнічний факультет

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи бакалавра

за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Модернізація релейного захисту підстанції «Криворізька-330»

НЕК «Укренерго»

Виконав: здобувач групи ЗЕЕМ-22ск _____ Станіслав ОШЕВСЬКИЙ

Керівник випускної роботи _____ к.т.н., доц. Олексій МИХАЙЛЕНКО

Нормоконтролер _____ к.т.н., доц. Олексій МИХАЙЛЕНКО

Декан ЕТФ _____ к.т.н., доц. Владислав ФЕДОТОВ

Гарант освітньої програми _____ к.т.н., доц. Ігор ПЕРЕСУНЬКО

Кривий Ріг

2025

Факультет: *електротехнічний*

Освітній рівень: *бакалавр*

Спеціальність: *141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка*

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ
ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ
Ошевського Станіслава Валентиновича

1. Тема роботи: Модернізація релейного захисту підстанції «Криворізька-330» НЕК «Укренерго»
2. Строк подання студентом роботи: 15 червня 2025 р.
3. Мета та завдання кваліфікаційної роботи: модернізація системи релейного захисту підстанції 330 кВ шляхом застосування мікропроцесорних терміналів для підвищення надійності електропостачання споживачів
4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно розробити): аналіз наявних систем релейного захисту; характеристика електричних навантажень підстанції; вибір автотрансформаторів і обладнання розподільних пристроїв; перевірка вибраного обладнання; розробка релейного захисту ліній електропередачі та автотрансформатора на базі мікропроцесорних терміналів
5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): схема електрична принципова підстанції 330 кВ; схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання; принципові схеми релейного захисту ліній електропередачі та автотрансформатора на базі мікропроцесорних терміналів

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Дата, підпис	
		Завдання видав	Завдання прийняв
I	Олексій МИХАЙЛЕНКО		
II	Олексій МИХАЙЛЕНКО		
III	Олексій МИХАЙЛЕНКО		

7. Календарний план

№	Етапи роботи	Термін виконання
1	Загальна частина	12.05.25–22.05.25
2	Спеціальна частина	23.05.25–30.05.25
3	Проектно-конструкторська розробка	31.05.25–07.06.25
4	Оформлення пояснювальної записки	08.06.25–14.06.25
5	Оформлення презентації	15.06.25–16.06.25
6		
7		

Дата видачі завдання: 12.05.2025 р.

Здобувач вищої освіти _____

Станіслав ОШЕВСЬКИЙ

Керівник роботи _____

Олексій МИХАЙЛЕНКО

РЕФЕРАТ

Випускна робота досліджує актуальне питання модернізації підстанції «Криворізька-330» НЕК «Укренерго».

Основним об'єктом розробки виступає система релейного захисту підстанції, яка забезпечує електропостачання ключових промислових об'єктів Криворізького регіону. Автор детально аналізує особливості роботи існуючої системи захисту автотрансформаторів, ліній електропередач та розподільчих пристроїв, що дозволило виявити її основні недоліки.

Обґрунтовано перехід від традиційних електромеханічних реле до сучасних мікропроцесорних терміналів серії REL670, RED670 та RET670 виробництва ABB. У роботі представлені розрахунки уставок захистів, включаючи диференційний захист автотрансформаторів, дистанційний і диференційний захист ліній електропередачі та струмові захисти. Особлива увага приділена питанням розробки схем інтеграції нової системи захисту в існуючу інфраструктуру підстанції.

Запропоновані технічні рішення дозволяють суттєво підвищити надійність енергопостачання промислових споживачів, зменшити зони аварійного відключення та забезпечити можливість дистанційного моніторингу та управління. Реалізація роботи дозволить підвищити стійкість енергосистеми в умовах сучасних викликів, включаючи інтеграцію відновлюваних джерел енергії.

Ключові слова: *електрична частина підстанції, релейний захист, струми короткого замикання, автотрансформатор, лінія електропередачі, диференційний захист, дистанційний захист, струмовий захист, мікропроцесорний термінал.*

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						4
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ЗМІСТ

Розділ 1. Характеристика п/ст «Криворізька-330» і схем її релейного захисту..	9
1.1 Характеристика НЕК «Укренерго» та п/ст «Криворізька-330».....	10
1.2 Види захистів на високовольтних підстанція.....	13
1.2.1 Диференційний захист.....	15
1.2.2 Дистанційний захист високовольтних ліній	17
1.2.3 Струмові захисти.....	18
Висновки до розділу	21
Розділ 2. Розрахунок і вибір обладнання п/ст «Криворізька-330»	22
2.1 Вибір обладнання підстанції	23
2.1.1 Вибір автотрансформаторів	23
2.1.2 Обрання трансформаторів власних потреб	26
2.2 Визначення струмів короткого замикання	28
2.3 Вибір комутаційного обладнання	33
2.3.1 Роз'єднувачі.....	33
2.4 Вимикачі.....	35
2.5 Вибір контрольно вимірювальної апаратури	38
2.5.1 Трансформатори струму.....	38
2.5.2 Трансформатори напруги.....	40
Висновки до розділу	43
Розділ 3. Модернізація релейного захисту п/ст «Криворізька-330».....	44
3.1 Розрахунок та вибір уставок захистів живлячих ліній електропередачі 330 кВ Л223 «Криворізька ТЕС».....	45
3.1.1 Струмова відсічка	45
3.1.2 Дистанційний захист.....	46

3.1.3 Розрахунок спрямованого струмового захисту зворотної послідовності.....	48
3.2 Диференційний захист ліній електропередачі	52
3.3 Розрахунок і вибір установок диференційного захисту автотрансформатора	58
Висновки до розділу	63
Висновки	65
Список використаної літератури	67

/

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						6
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ВСТУП

Актуальність модернізації релейного захисту на п/ст «Криворізька-330» НЕК «Укренерго» обумовлена низкою технічних, економічних та безпекових факторів, які в сучасних умовах експлуатації енергосистеми набувають особливого значення. Зростання навантажень, зміна конфігурації мережі, старіння обладнання та поява нових вимог до надійності електропостачання роблять оновлення систем релейного захисту не просто бажаним, а критично необхідним заходом. Нинішні механічні та електромеханічні реле, які ще можуть зустрічатись на деяких ділянках, вже не відповідають сучасним стандартам швидкодії, точності та функціональності, що збільшує ризик несвоєчасної або помилкової дії захисту при аварійних ситуаціях.

Перехід на цифрові мікропроцесорні термінали релейного захисту дозволить значно підвищити селективність і чутливість захисту, забезпечивши точніше виявлення місця пошкодження та мінімізуючи зони відключення при КЗ. Сучасні термінали мають вбудовані функції самодіагностики, що дозволяє оперативно виявляти несправності в самих пристроях захисту, а також підтримують функції реєстрації аварійних подій і осцилографування, що є незамінним для аналізу режимів роботи та розслідування причин аварій.

Окремо варто відзначити необхідність адаптації системи захисту до нових умов роботи, пов'язаних з інтеграцією відновлюваних джерел енергії, які змінюють характер потоків потужності та умови короткого замикання в мережі. Традиційні налаштування релейного захисту, розраховані на радіальні схеми електропостачання, можуть виявлятися неефективними в умовах децентралізованої генерації, що потребує впровадження більш інтелектуальних алгоритмів захисту.

Крім того, модернізація дозволить реалізувати сучасні засоби телекомунікації для обміну даними між пристроями захисту різних підстанцій, що є основою для побудови швидкодіючих струмових та диференційних захистів ліній, а також системи автоматичного повторного включення. Це особливо актуально з урахуванням підключення підстанції до європейської

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

енергосистеми ENTSO-E, де високі вимоги до швидкості та надійності відключень аварійних ділянок.

Економічний ефект від оновлення системи релейного захисту проявляється не тільки у зниженні ймовірності масштабних аварій із тривалими перервами електропостачання, але й у скороченні втрат електроенергії за рахунок більш точного визначення місця пошкодження та мінімізації зон відключення. Додатковим плюсом є можливість дистанційного моніторингу та управління захистом, що дозволяє оптимізувати експлуатаційні витрати.

Таким чином, модернізація релейного захисту підстанції 330 кВ є стратегічним заходом, який дозволить забезпечити відповідність сучасним вимогам надійності, безпеки та ефективності роботи енергосистеми в умовах її динамічного розвитку та ускладнення режимів експлуатації. Впровадження сучасних цифрових рішень у цій сфері стає невід'ємною частиною технічного переоснащення енергетичної інфраструктури України.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						8
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Розділ 1. Характеристика п/ст «Криворізька-330» і схем її релейного захисту

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата	Характеристика п/ст «Криворізька-330» і схем її релейного захисту	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.		Ошевський С.В.				Н	9	
Перевір.		Михайленко О.Ю.				ЗЕЕМ-22ск		
Н.контр.		Михайленко О.Ю.						
Затверд.		Пересунько І.І.						

1.1 Характеристика НЕК «Укренерго» та п/ст «Криворізька-330»

НЕК «Укренерго» виконує роль системного оператора української енергосистеми, забезпечуючи її стабільну роботу та розвиток. Компанія володіє та експлуатує понад 23 тисячі кілометрів магістральних ліній електропередачі напругою 220...750 кВ, а також керує мережею з понад 50 підстанцій високої напруги, розподілених по всій території України [1].

Основним завданням НЕК «Укренерго» є централізоване диспетчерське управління режимами роботи об'єднаної енергосистеми України в реальному часі. Компанія відповідає за балансування генерації та споживання, прогнозування навантажень, оперативне усунення аварійних ситуацій. Важливим напрямком діяльності є технічне переозброєння та цифрова трансформація енергетичної інфраструктури, включаючи впровадження сучасних систем SCADA, автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) та інтелектуальних мережевих рішень.

Після успішної синхронізації з європейською енергосистемою ENTSO-E у 2022 році НЕК «Укренерго» забезпечує технічну можливість експорту та імпорту електроенергії з країнами ЄС. Компанія активно працює над інтеграцією відновлюваних джерел енергії, зокрема сонячних і вітряних електростанцій, до загальної мережі, розвиваючи системи прогнозування генерації та адаптуючи мережу до роботи з децентралізованими об'єктами.

У період повномасштабної війни НЕК «Укренерго» виконує критично важливі функції з відновлення енергопостачання після ракетних ударів, забезпечуючи життєдіяльність критичної інфраструктури та населених пунктів. Компанія реалізує програми підвищення стійкості енергосистеми, включаючи розбудову систем кіберзахисту, створення резервних потужностей та впровадження розподілених схем енергопостачання.

НЕК «Укренерго» також відіграє ключову роль у реформуванні енергетичного ринку України, забезпечуючи технічну можливість функціонування нових ринкових моделей, зокрема ринку на добу наперед та внутрішньодобового ринку. Компанія бере участь у міжнародних проектах з

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

інтеграції української енергосистеми до європейського енергетичного простору, включаючи розвиток транскордонної інфраструктури та гармонізацію технічних стандартів.

Підстанція «Криворізька-330» – ключовий вузол енергосистеми Криворіжжя [2].

Розташована у промисловому серці України – місті Кривий Ріг – п/ст «Криворізька-330» є стратегічним об’єктом електромережі, що входить до структури Дніпровської енергосистеми, яка підпорядкована НЕК «Укренерго». Ця підстанція відіграє вирішальну роль у забезпеченні електроенергією промислових підприємств, зокрема гірничо-металургійного комплексу, а також житлового сектору міста та прилеглих районів.

На підстанції (рис. 1.1) встановлено два автотрансформатори, кожен з яких забезпечує перетворення напруги для ефективного розподілу електроенергії між різними рівнями мережі. Окрім того, об’єкт обладнаний: відкритими розподільчими пристроями (ВРП) напругою 330 кВ та 150 кВ, що забезпечують прийом та передачу електроенергії по магістральних лініях; закритими розподільчими пристроями (ЗРП) напругою 35 кВ та 10 кВ, призначеними для розподілу енергії на місцевому рівні; будинком управління, де розміщено диспетчерські та автоматизовані системи контролю роботи підстанції.

Підстанція інтегрована в єдину мережу через три високовольтні лінії 330 кВ: Л223 – зв’язок із Криворізькою ТЕС, що забезпечує живлення від місцевої генерації; Л207 та Л208 – приєднання до підстанцій «Південна» та «Першотравнева», що формують надійне кільцеве електропостачання регіону.

На рівні 150 кВ підстанція має 14 приєднань, що живлять критично важливі об’єкти, зокрема: гірничо-збагачувальні комбінати (КРЗ-17, 20, 22, КРЗ-4, 5, КРЗ-2, 9, 18) – основні споживачі енергії в регіоні; міські розподільчі мережі (Восточна, Октябрська-жила, Південна, Батуринська); промислові підприємства (ШПФ, КЗГО-2, Артем-ЦРП, Труд, Пролетарська); резервні лінії (Красино через Наклоноствольну, Артем-ЦРП через В-3), що підвищують надійність енергопостачання.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

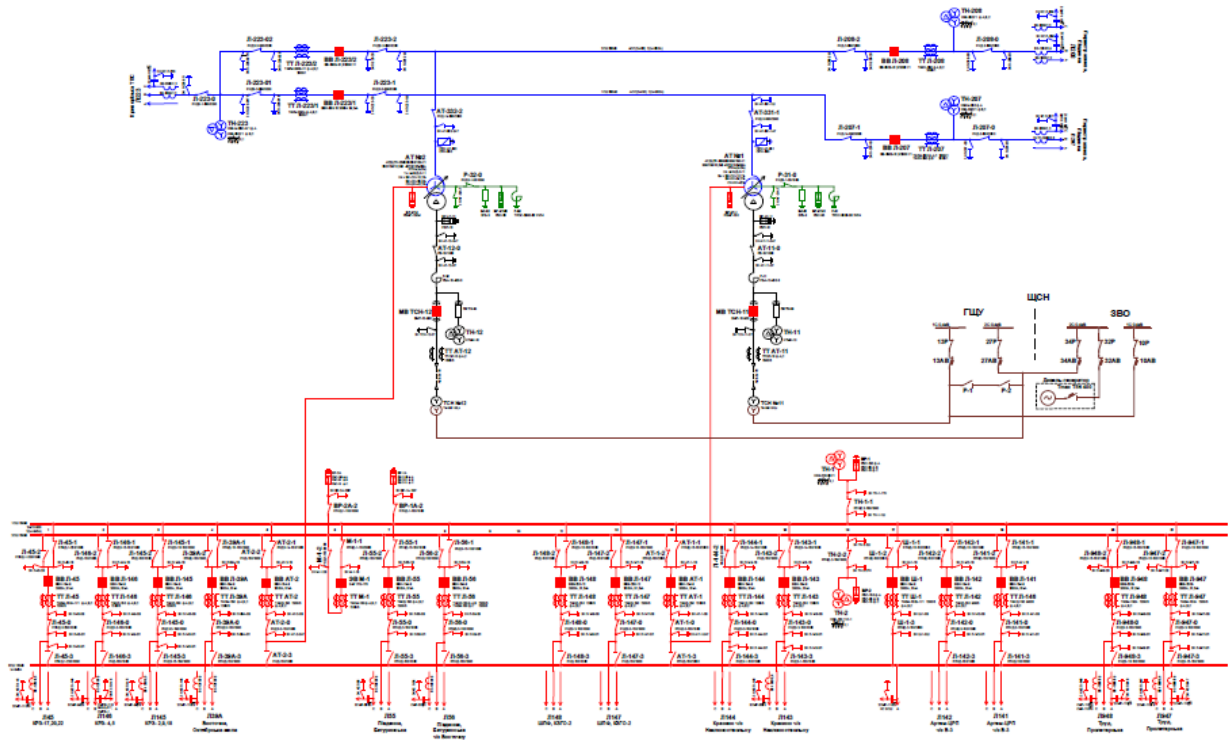


Рисунок 1.1 – Однолінійна схема п/ст «Криворізька-330» НЕК «Укренерго» [3]

Максимальне навантаження на шинах 330 кВ обмежене 450 МВт через ризик перевантаження однієї з ліній Л207 або Л208 у разі виходу з ладу іншої (N-1 критерій).

На шинах 150 кВ гранична потужність 650 МВт визначена допустимим навантаженням на один автотрансформатор (при відключенні другого).

Окрім основних ліній, підстанція взаємодіє з іншими важливими вузлами, такими як «Рудна-330» та «Гірнична-330», що дозволяє оптимізувати потоки електроенергії в регіоні. У майбутньому можливе модернізація обладнання для підвищення пропускної спроможності та інтеграції відновлюваних джерел енергії.

Таким чином, п/ст «Криворізька-330» є ключовою ланкою енергосистеми, що забезпечує стабільне електропостачання промислового регіону з урахуванням сучасних вимог до надійності та ефективності.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						12
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

1.2 Види захистів на високовольтних підстанціях

Підстанція 330 кВ, як критично важливий вузол енергосистеми, обладнується комплексом релейного захисту, що забезпечує надійне виявлення аварійних режимів, селективне відключення пошкоджених ділянок і стабільність роботи всієї мережі. Система захисту включає різні типи реле, кожне з яких виконує специфічні функції залежно від характеру можливих аварій. Нижче розглядаються основні види релейного захисту, що застосовуються на підстанціях такого класу напруги.

1. Диференційний захист (ДЗ). Основний захист силових трансформаторів, автотрансформаторів та шин підстанції. Порівнює струми на вході та виході захищуваного об'єкта. При внутрішньому КЗ різниця струмів (диференційний струм) перевищує уставку, що призводить до миттєвого відключення. Має високу швидкодію (час спрацювання – менше 20 мс). Використовує гальванічно розв'язані трансформатори струму (ТС) для точності. Сучасні цифрові термінали мають функції блокування від струмів неперіодичної складової (для уникнення помилкових спрацювань при включенні намагнічувального струму трансформатора).

2. Дистанційний захист (ДЗЛ). Захист повітряних ліній 330 кВ. Вимірює опір ділянки лінії (відношення напруги до струму). При КЗ опір зменшується, і захист спрацює, якщо значення потрапляє в задану зону (1-а, 2-а, 3-я зони). 1-а зона (80–85% лінії) – миттєве відключення. 2-а зона (100–120% лінії + резерв) – витримка часу 0,3–0,5 с. 3-я зона (резервна) – охоплює сусідні лінії з витримкою 1–3 с. Чутливий до кутів потужності (використовується напрямна характеристика у вигляді «діаграми імпедансу»). Може бути адаптований для роботи з лініями, що мають компенсацію реактивної потужності (наприклад, з установками FACTS).

3. Струмовий захист (СЗ)

- Струмове відсічення (СВ). Миттєве спрацювання при струмі КЗ, що перевищує уставку (захищає лінії близько підстанції).

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						13
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

- Максимальний струмовий захист (МСЗ). Діє з витримкою часу, забезпечуючи селективність у каскадних схемах.

Резервний захист для ліній 330 кВ (разом із дистанційним).

Основний захист для секцій шин 150 кВ і нижче.

4. Захист від замикань на землю (ЗНЗ)

- нульово-послідовний струмовий захист (ТЗНП). Фіксує струм нульової послідовності ($3I_0$) при однофазних КЗ.
- напрямний захист (НЗНП). Визначає напрямок потоку струму нульової послідовності (для мереж із ізольованою нейтраллю або компенсованих).

На підстанції 330 кВ нейтраль трансформаторів заземлена через дугогасячі реактори (ДГР), тому захист повинен бути чутливим до малих струмів КЗ.

5. Газовий захист трансформаторів (Бухгольца). Виявляє внутрішні пошкодження (міжвиткові замикання, перегрів олії). Реагує на легкі гази (перший рівень) – сигнал попередження; інтенсивне газовиділення (другий рівень) – миттєве відключення.

6. Захист шин (ЗШ)

- диференційний захист шин (ДЗШ). Контролює баланс струмів у всіх приєднаннях.
- логічний захист. Визначає місце КЗ за допомогою алгоритмів аналізу напрямків струмів.

На підстанціях 330 кВ із відкритими розподільчими пристроями (ВРП) застосовуються багатозонні системи через велику кількість приєднань.

7. Автоматика для підвищення стійкості

Автоматичне повторне включення (АПВ). АПВ ліній 330 кВ (3-фазне, з витримкою 0,5–1,5 с). АПВ трансформаторів (з контролем напруги перед включенням).

Автоматика ліквідації асинхронного режиму (АЛАР). Відключає лінії при втраті синхронізму між частинами енергосистеми.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						14
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

8. Додаткові види захисту

- захист від перевантаження трансформаторів. Слідкує за температурою олії та навантаженням;
- захист від підвищеної напруги ($U >>$). Активується при перенапругах (наприклад, через відключення навантаження);
- захист від обриву фази. Виявляє асиметрію струмів у лініях.

На підстанції 330 кВ застосовується багаторівнева система захисту, де кожен тип реле виконує специфічну роль: від миттєвого відключення внутрішніх КЗ (диференційний захист) до резервування суміжних ділянок (дистанційний захист 3-ї зони). Сучасні цифрові термінали інтегрують кілька видів захисту в одному пристрої, що підвищує надійність і спрощує діагностику. Ключовий виклик – забезпечення селективності та швидкодії в умовах ускладнених режимів роботи (наприклад, при інтеграції ВДЕ).

1.2.1 Диференційний захист

Диференційний захист автотрансформаторів на п/ст 330 кВ є основним швидкодіючим захистом, призначеним для виявлення внутрішніх пошкоджень у обмотках та зоні, обмеженій встановленими трансформаторами струму. Його особлива важливість полягає в тому, що автотрансформатори, на відміну від звичайних трансформаторів, мають гальванічний зв'язок між обмотками високої та середньої напруги, що ускладнює забезпечення селективності захисту. Принцип дії заснований на порівнянні струмів, що надходять і виходять із захищуваної зони – у нормальному режимі та при зовнішніх КЗ ці струми практично рівні, а при внутрішньому пошкодженні виникає значна різниця, яка призводить до спрацювання захисту.

Схема диференційного захисту автотрансформатора враховує особливості його конструкції, зокрема наявність третьої обмотки (низької напруги), яка зазвичай використовується для компенсації третіх гармонік та підтримки симетричного навантаження. Трансформатори струму для захисту встановлюються на всіх сторонах – високої, середньої та низької напруги, при цьому виникає необхідність компенсації різниці коефіцієнтів трансформації та

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						15
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

кутів зсуву між струмами різних обмоток. Для цього застосовуються спеціальні алгоритми цифрових реле, які автоматично враховують конструктивні особливості автотрансформатора та виробляють необхідні корективи у розрахунках.

Важливим аспектом є захист від помилкових спрацювань при намагнічувальних струмах, які можуть досягати значень, що в десятки разів перевищують номінальний струм. Сучасні цифрові термінали використовують для цього кілька методів, включаючи аналіз другої гармоніки, яка значною мірою присутня у складі намагнічувального струму, але практично відсутня при КЗ. Додатково може застосовуватись блокування за гармоніками вищих порядків або за крутизною зростання струму. Для підвищення чутливості до міжвиткових замикань, які не викликають значних змін диференційного струму, захист часто доповнюється газовим захистом (Бухгольца), що реагує на продукти розкладання трансформаторної олії.

При налаштуванні диференційного захисту враховуються також можливі перехідні процеси при зовнішніх КЗ, коли через насичення трансформаторів струму може виникати значний небаланс. Для протидії цьому явищу застосовуються алгоритми, що ідентифікують характерні ознаки насичення та тимчасово блокуватимуть захист. Окремо варто відзначити, що в автотрансформаторах із регулюванням напруги під навантаженням (РПН) диференційний захист повинен коректно працювати при будь-якому положенні регульовального відгалуження, що досягається або автоматичним коригуванням коефіцієнтів трансформації у реле, або вибором ТС з достатнім запасом по струму.

Сучасні реалізації диференційного захисту передбачають також функції суцільного моніторингу стану автотрансформатора, включаючи аналіз температури, рівня олії та інших параметрів, що дозволяє виявляти поступово розвиваються дефекти ще до їх переходу в аварійний стан. Взаємодія з іншими системами захисту підстанції, такими як дистанційний захист ліній чи захист шин, забезпечується через цифрові канали зв'язку з використанням стандартів ІЕС 61850, що значно підвищує загальну надійність енергооб'єкта. Таким

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						16
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

чином, диференційний захист автотрансформатора 330 кВ є складною багаторівневою системою, яка поєднує високошвидкісне відключення при аваріях з інтелектуальними алгоритмами запобігання помилковим діям, забезпечуючи максимальний захист дорогого та критично важливого обладнання енергосистеми.

1.2.2 Дистанційний захист високовольтних ліній

Дистанційний захист високовольтних ліній електропередачі 330 кВ на підстанції є основним швидкодіючим захистом, призначеним для виявлення пошкоджень у межах захищуваної лінії з високою точністю визначення місця КЗ. Принцип дії цього захисту базується на вимірюванні опору ділянки лінії між місцем встановлення захисту та точкою КЗ, яке розраховується як відношення напруги до струму з урахуванням кута між ними. Особливістю дистанційного захисту ліній 330 кВ є його багатозонність, де кожна зона має чітко визначену дальність дії та витримку часу, що забезпечує селективність при відключенні. Перша зона захисту покриває приблизно 80-85% довжини лінії і діє без витримки часу. Це дає миттєве відключення пошкоджень у більшій частині захищуваної лінії. Друга зона, яка встановлюється на 100-120% довжини лінії, має витримку часу 0,3-0,5 секунди і служить для резервування кінцевої ділянки своєї лінії та початку сусідньої. Третя зона з витримкою 1-3 секунди виконує функцію дальнього резервування для сусідніх ліній у разі відмови їх власних захистів.

Важливою характеристикою дистанційного захисту є його спрямованість, яка реалізується через використання складних характеристик спрацьовування у вигляді багатокутників або кіл на площині опору, що дозволяє точно розрізняти КЗ у різних напрямках. Для ліній 330 кВ особливої уваги потребує компенсація впливу перехідних опорів у місці КЗ, які можуть суттєво спотворити вимірюваний опір і призвести до неправильної роботи захисту. Сучасні цифрові термінали дистанційного захисту використовують складні алгоритми адаптації до перехідних опорів, що підвищує точність визначення місця КЗ. Додатковою складовою є функція розпізнавання

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						17
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

коливань потужності, яка запобігає помилковим відключенням ліній при стабільних коливаннях, що характерні для довгих ліній електропередачі високої напруги.

На підстанціях 330 кВ дистанційний захист зазвичай доповнюється швидкодіючими струмовими захистами, що діють як допоміжні елементи, а також автоматикою повторного включення, яка забезпечує швидке відновлення живлення після тимчасових пошкоджень. Особливістю застосування дистанційного захисту на таких об'єктах є необхідність урахування розподіленої ємності довгих ліній, яка може впливати на результати вимірювань, особливо при однофазних КЗ. Для компенсації цього ефекту використовуються спеціальні фільтри в алгоритмах обчислення опору. Сучасні реалізації дистанційного захисту також передбачають можливість адаптації до різних режимів роботи мережі, включаючи неробочі періоди, коли лінія знаходиться під напругою, але без навантаження.

Враховуючи високу значимість ліній 330 кВ для енергосистеми, дистанційний захист забезпечується двома незалежними комплектами, що працюють від різних наборів трансформаторів струму і напруги, що підвищує надійність захисту. Крім того, сучасні системи включають функції постійного самоконтролю та діагностики, які дозволяють виявляти потенційні проблеми в роботі захисту до їх переходу в критичну фазу. Взаємодія з іншими системами підстанції, такими як диференційний захист шин або захист трансформаторів, реалізується через цифрові канали зв'язку з використанням сучасних протоколів обміну даними. Таким чином, дистанційний захист ліній 330 кВ представляє собою складну інтелектуальну систему, яка поєднує високі технічні характеристики з адаптивністю до різних умов роботи мережі, забезпечуючи надійний захист однієї з найважливіших ланок енергосистеми.

1.2.3 Струмові захисти

Струмовий захист на підстанції 330 кВ є одним із ключових елементів релейного захисту, призначеним для виявлення надмірних струмів, що виникають при коротких замиканнях або перевантаженнях у елементах

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						18
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

енергосистеми. Основним принципом дії струмових захистів є порівняння виміряного струму з заданою уставкою, при перевищенні якої відбувається спрацювання захисту з певною витримкою часу чи без витримки. На підстанціях такого класу напруги застосовуються різні види струмових захистів, кожен з яких має свої особливості та сферу застосування.

Максимальний струмовий захист (МТЗ) використовується як резервний захист для ліній електропередачі, трансформаторів та інших елементів підстанції. Він діє з витримкою часу, яка залежить від відстані до місця пошкодження, забезпечуючи селективність у каскадних схемах. На підстанції 330 кВ МТЗ може застосовуватись для захисту приєднань 150 кВ або 35 кВ, де необхідна проста та надійна схема захисту. У разі КЗ струм різко зростає, і захист спрацьовує, якщо його величина перевищує задану уставку протягом певного часу. Витримка часу налаштовується таким чином, щоб захист спрацьовував пізніше, ніж основні швидкодіючі захисти (наприклад, дистанційний або диференційний), що дозволяє уникнути непотрібних відключень при пошкодженнях на суміжних ділянках.

Струмове відсічення (СВ) є швидкодіючим захистом, який спрацьовує миттєво при досягненні струмом значення, що значно перевищує номінальний рівень. На підстанції 330 кВ СВ зазвичай використовується для захисту високовольтних вимикачів та інших критичних елементів, де необхідно якнайшвидше відключити пошкоджену ділянку. Оскільки струмове відсічення не має витримки часу, його уставка вибирається з достатнім запасом, щоб уникнути помилкових спрацювань при пускових струмах або перехідних процесах. Наприклад, при захисті трансформаторів уставка СВ може в 5–10 разів перевищувати номінальний струм, щоб ігнорувати кидки намагнічувального струму.

Напрямний струмовий захист (НСЗ) застосовується у мережах із джерелами живлення з обох боків, де важливо визначити напрямок потоку струму при КЗ. На підстанції 330 кВ такий захист може використовуватись для захисту кільцевих схем або ліній із двостороннім живленням. НСЗ аналізує не тільки величину струму, але й його фазу відносно напруги, що дозволяє

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						19
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

відрізнити КЗ у прямому напрямку (в межах захищеної зони) від зворотного (на суміжній ділянці). Це особливо важливо для підвищення селективності захисту в складних мережевих конфігураціях.

Нульово-послідовний струмовий захист (ТЗНП) призначений для виявлення замикань на землю, які супроводжуються появою струму нульової послідовності ($3I_0$). На підстанції 330 кВ нейтралі трансформаторів зазвичай глухо заземлені або заземлені через дугогасячі реактори, тому ТЗНП є основним захистом при однофазних КЗ. Він відрізняється високою чутливістю, оскільки струми нульової послідовності практично відсутні в нормальному режимі роботи мережі. Уставки ТЗНП вибираються з урахуванням ємнісних струмів ліній, щоб уникнути помилкових спрацювань.

Захист від перевантаження не є захистом від КЗ, але також відноситься до струмових захистів і використовується для запобігання пошкодженням обладнання при тривалому перевищенні допустимого струму. На підстанції 330 кВ він застосовується для трансформаторів, автотрансформаторів та кабельних ліній. Захист від перевантаження діє з великою витримкою часу (хвилини або десятки хвилин) і часто має залежну від струму характеристику – чим більше перевантаження, тим швидше спрацюває захист.

Сучасні цифрові термінали релейного захисту поєднують кілька видів струмових захистів у одному пристрої, що дозволяє оптимізувати їх взаємодію та підвищити надійність. Наприклад, один термінал може включати МТЗ для резервування, СВ для миттєвого відключення близьких КЗ та ТЗНП для захисту від замикань на землю. Додатково такі термінали мають функції реєстрації аварійних подій, що дозволяє проводити детальний аналіз режимів роботи підстанції.

Таким чином, струмові захисти на підстанції 330 кВ утворюють багаторівневу систему, яка забезпечує як миттєве відключення небезпечних режимів, так і резервування основних захистів. Вибір конкретних видів захисту та їх уставок залежить від конфігурації мережі, типу обладнання та вимог до надійності електропостачання.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						20
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Висновки до розділу

Проведений у першому розділі аналіз підстанції «Криворізька-330» дозволив виділити основне обладнання, що потребує модернізації системи релейного захисту, такі як автотрансформатори, ЛЕП 330 кВ, шини тощо. Детальному розгляду підлягли принципи організації захисту, що забезпечують надійність електропостачання критично важливих споживачів Криворіжжя, включаючи промислових. Особливу увагу приділено специфіці застосування різних типів релейного захисту в умовах складних конфігурацій електрообладнання, характерних для підстанцій такого класу напруги. Отримані результати дозволили виявити ключові аспекти функціонування існуючих систем захисту, що стануть основою для подальшого вдосконалення їх роботи з урахуванням сучасних вимог до надійності та ефективності енергопостачання.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						21
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

**Розділ 2. Розрахунок і вибір обладнання
п/ст «Криворізька-330»**

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата	Розрахунок і вибір обладнання п/ст «Криворізька-330»	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.		Ошевський С.В.				Н	22	
Перевір.		Михайленко О.Ю.				ЗЕЕМ-22ск		
Н.контр.		Михайленко О.Ю.						
Затверд.		Пересунько І.І.						

2.1 Вибір обладнання підстанції

2.1.1 Вибір автотрансформаторів

При проектуванні підстанції «Криворізька-330» кількість трансформаторних агрегатів обирається з урахуванням жорстких вимог до безперебійності енергопостачання ключових промислових об'єктів регіону. Особливістю даної підстанції є необхідність забезпечення надійного живлення таких важливих споживачів як Криворізький ремонтно-механічний завод Метінвест, вантажно-пасажирської станції «Батуринська», тощо, а також суміжних вузлів енергосистеми – підстанції «Артем-ЦРП 150/35/6 кВ». Виходячи з аналізу навантажень і вимог надійності, оптимальною є конфігурація з чотирма потужними автотрансформаторами (АТ), розподіленими по два агрегати на шини 150 кВ, що дозволяє забезпечити необхідний резервування та гнучкість у керуванні потоками електроенергії.

Розрахункова максимальна потужність, яка має передаватися через мережу 150 кВ до споживачів, досягає 950 МВт, що визначає вимоги до технічних характеристик трансформаторного обладнання. Особливістю експлуатації автотрансформаторів на даній підстанції є їх робота в комбінованому режимі, коли передача енергії відбувається одночасно у напрямках високої напруги до середньої та від високої до низької напруги. Такий режим характеризується зменшеними струмами в загальній обмотці порівняно з класичними трансформаторними режимами роботи, проте має технологічні обмеження, пов'язані з допустимою потужністю послідовної обмотки. Відповідно до технічних вимог [5, 6], даний режим експлуатації є допустимим за умови дотримання певних параметрів роботи, що гарантують стабільність та довговічність обладнання.

Конфігурація трансформаторного господарства підстанції враховує не тільки поточні потреби споживачів, але й перспективи розвитку регіональної енергосистеми, що особливо актуально у зв'язку з інтеграцією нових промислових об'єктів та збільшенням навантажень. Використання чотирьох автотрансформаторів дозволяє забезпечити необхідний рівень резервування та

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						23
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

підвищити стійкість енергопостачання при можливих аварійних ситуаціях, зокрема при виході з ладу одного з агрегатів. При цьому особлива увага приділяється оптимізації режимів роботи трансформаторів для мінімізації втрат електроенергії та забезпечення тривалого ресурсу експлуатації обладнання.

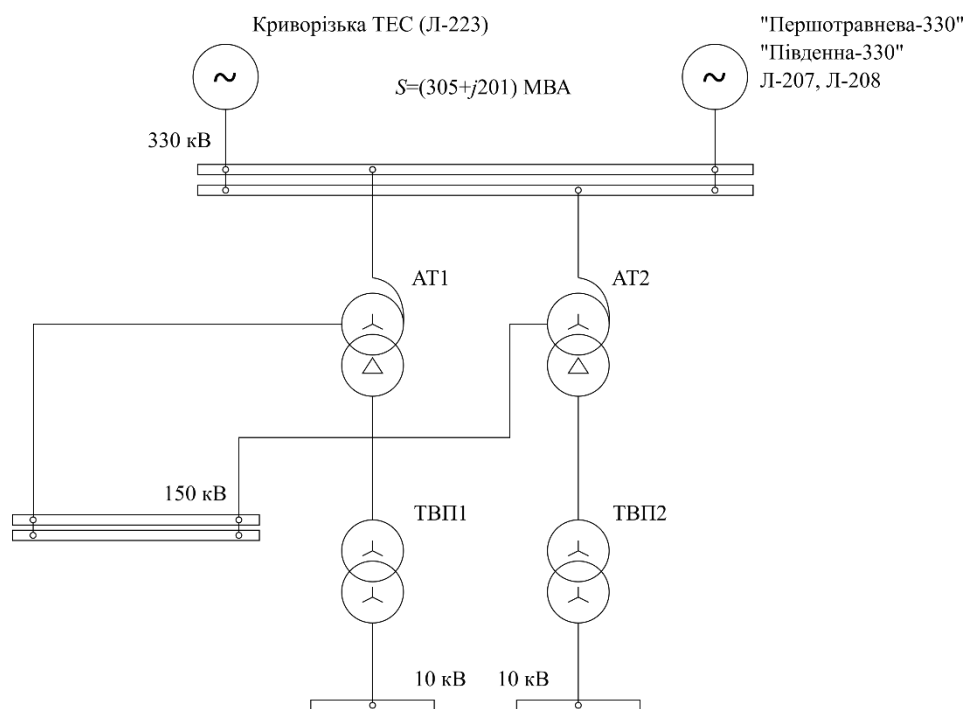


Рисунок 2.1 – Схема однолінійна для встановлення потужності автотрансформаторів п/ст «Криворізька-330»

«Даний режим допустимий, якщо виконується умова:

$$S_n \leq S_{min} = k_{виг} S_n N_{тр}, \quad (2.1)$$

де S_n – навантаження послідовної обмотки;

S_{min} – типова потужність трансформатора;

$k_{виг} = \frac{U_{BH} - U_{CH}}{U_{BH}}$ – коефіцієнт вигідності (k_{min});

S_n – номінальна потужність АТ;

$N_{тр}$ – кількість АТ, що працюють паралельно» [7].

«Навантаження послідовної обмотки:

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		24

$$S_n = \frac{U_{BH} - U_{CH}}{U_{BH}} \sqrt{(P_c + P_n)^2 + (Q_c + Q_n)^2}, \quad (2.2)$$

де U_{BH} – напруга вищої обмотки АТ;

U_{CH} – напруга середньої обмотки АТ;

P_c – активна потужність на боці СН;

P_n – активна потужність на боці НН;

Q_c – реактивна потужність на боці СН;

Q_n – реактивна потужність на боці НН» [7].

У (2.2) навантаження для передачі потужності $S = 305 + j201$:

$$S_n = \frac{330 - 150}{330} \sqrt{325^2 + 207^2} = 199,241 \text{ МВА.}$$

За (2.1) потужність автотрансформатора:

$$S_n \geq \frac{S_n}{k_{\text{виз}} \cdot N_{\text{тр}}} = \frac{199,241}{(330 - 150) / 330 \cdot 2} = 182,638 \text{ МВА.}$$

Приймаємо автотрансформатори АТДТН-200000/330-У1 з параметрами див. табл. 2.1 [8].

Таблиця 2.1 – Параметри автотрансформатора АТДТН-200000/330-У1

$P_n, \text{кВА}$	$P_{ннн}, \text{кВА}$	$U_{BH}, \text{кВ}$	$U_{CH}, \text{кВ}$	$U_{HH}, \text{кВ}$	Група з'єднання обмоток
200000	80000	330	158	38,5	Ун авто/Δ-0-11

Автотрансформатор АТДТН-200000/330-У1 в різних проєкціях показаний на рис. 2.2.

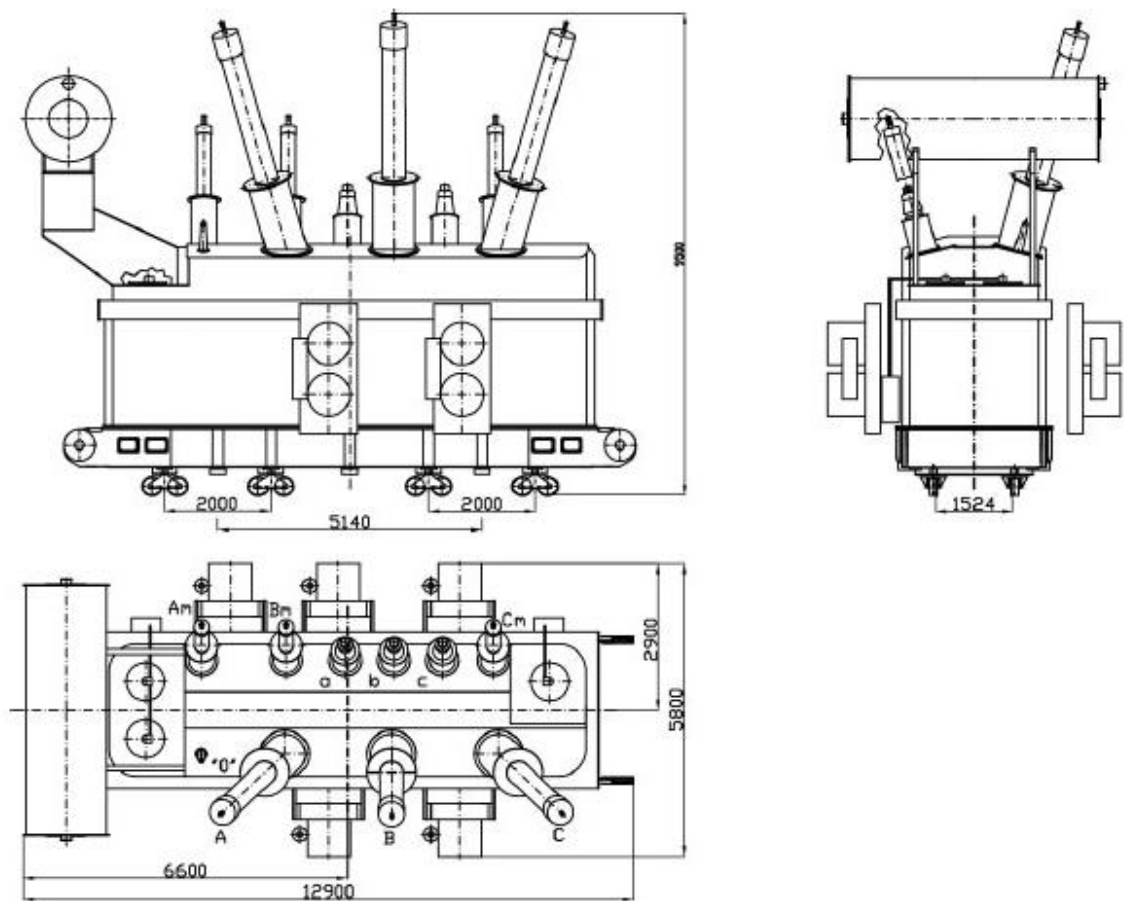


Рисунок 2.2 – Автотрансформатор АТДТН-200000/330-У1 (вид зверху)
[9]

Коефіцієнт завантаження одного автотрансформатора [6, 7]:

$$\beta = \frac{S_{\max}}{N_{tr} S_n} = \frac{\sqrt{305 + j201^2}}{2 \cdot 200} = 0,913. \quad (2.3)$$

Автотрансформатор має практично повне завантаження.

2.1.2 Обрання трансформаторів власних потреб

Критично важливими для підстанції є трансформатори власних потреб (ТВП), оскільки забезпечують електропостачання допоміжного обладнання, необхідного для її стабільної роботи. Вони живлять активні системи охолодження трансформаторів, приводів вимикачів, освітлення, систем зв'язку, релейного захисту, систем вентиляції та іншого допоміжного устаткування. Без ТВП неможливо забезпечити належне функціонування

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		26

підстанції, особливо під час аварійних ситуацій, коли стабільне електропостачання власних потреб стає ще критичнішим.

На п/ст «Криворізька-330» є два трансформатори власних потреб (ТВП) ТМ-630 10/0,4. На них припадає наступна потужність (див. табл. 2.2).

Таблиця 2.2 – Добове навантаження ТВП

t , годин	$S_{\text{спож}},$ кВА	t , годин	$S_{\text{спож}},$ кВА	t , годин	$S_{\text{спож}},$ кВА	t , годин	$S_{\text{спож}},$ кВА
1	198	7	217	13	239	19	171
2	181	8	235	14	223	20	205
3	187	9	175	15	211	21	241
4	156	10	172	16	169	22	206
5	163	11	198	17	249	23	235
6	225	12	205	18	249	24	170

Перевіряємо завантаженість ТВП в нормальному режимі та післяаварійному режимі.

«Згідно даних (див. табл. 2.2) визначимо середньоквадратичну потужність» [5]:

$$S_{\text{скв}} = \sqrt{\frac{\sum S_{i \text{ спож}}^2 \cdot \Delta t}{\sum \Delta t}} = \sqrt{\frac{23814400}{24}} = 996,13 \text{ кВА}. \quad (2.4)$$

«Визначений коефіцієнт систематичного навантаження трансформаторів

$$K_1 = \frac{S_{\text{скв}}}{S_{\text{тр н}} \cdot N_{\text{тр}}} = \frac{996,13}{630 \cdot 2} = 0,79. \quad (2.5)$$

де $S_{\text{тр н}} \cdot N_{\text{тр}}$ – сумарна номінальна потужність трансформаторів» [6, 7].

«Аварійне перевантаження визначене для трансформатора меншої потужності, тобто при відключеному трансформаторі» [6, 7] ТМ-630 10/0,4:

$$K_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{скв}}}{S_{\text{тр н}} (N_{\text{тр}} - 1)} = \frac{996,13}{630} = 1,58. \quad (2.6)$$

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						27
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Навантаження допускається протягом 8 годин [6, 7]. Отже, заміна наявних ТВП не потребується.

2.2 Визначення струмів короткого замикання

Обчислення струмів короткого замикання на п/ст 330 кВ є критично важливим етапом проектування та експлуатації, оскільки дозволяє визначити максимальні навантаження на обладнання під час аварійних режимів. Ці розрахунки необхідні для правильного вибору та налаштування релейного захисту, щоб забезпечити своєчасне відключення пошкоджених ділянок мережі без зайвих спрацювань. Вони також допомагають оцінити термічну та динамічну стійкість електрообладнання, перевірити відповідність вимикачів і трансформаторів умовам експлуатації, а також запобігти пошкодженню устаткування через надмірні механічні навантаження. Крім того, результати розрахунків використовуються для оптимізації схеми підстанції, вибору уставок захистів та розробки заходів з підвищення надійності енергопостачання.

Обчислимо за розрахунковою схемою (рис. 2.3) трифазне КЗ, коли струми КЗ максимальні [5]. Скористаємося такими даними для розрахунку (див. табл. 2.3).

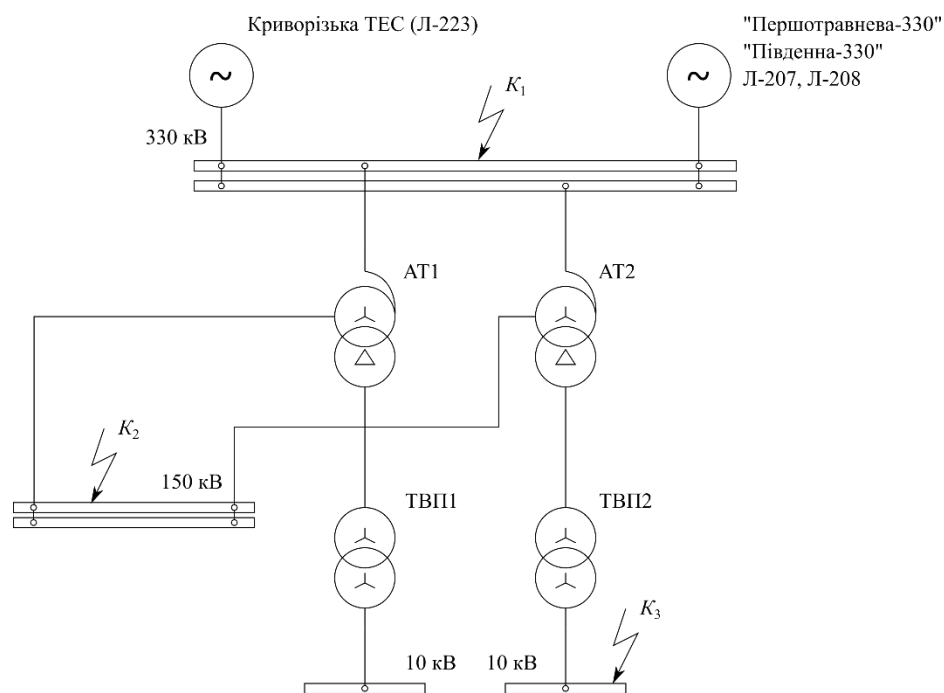


Рисунок 2.3 – Схема для визначення струмів КЗ

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		28

Таблиця 2.3 – Параметри обладнання п/ст «Криворізька-330»

Тип	Параметри
АТДТН-200000/330-У1	$u_{\kappa\text{З}}^{BH-CH} = 10\%$; $u_{\kappa\text{З}}^{BH-HH} = 33\%$; $u_{\kappa\text{З}}^{CH-HH} = 22\%$; $i_{\text{xx}} = 0,6\%$; $\Delta P_{\text{xx}} = 190 \text{ кВт}$; $\Delta P_{\kappa\text{З}}^{BH-CH} = 740 \text{ кВт}$; $\Delta P_{\kappa\text{З}}^{BH-HH} = 400 \text{ кВт}$; $\Delta P_{\kappa\text{З}}^{CH-HH} = 350 \text{ кВт}$; $S_{\text{ном}} = 200 \text{ МВА}$
ТМ-630 10/0,4	$\Delta P_{\text{xx}} = 1 \text{ кВт}$; $\Delta P_{\kappa\text{З}} = 7,6 \text{ кВт}$; $u_{\kappa\text{З}} = 5,5\%$; $i_{\text{xx}} = 1,6\%$; $S_{\text{ном}} = 630 \text{ кВА}$
Енергосистема	$x_d'' = 0,213$; $S_{\text{ном}} = 1000 \text{ МВА}$; $\cos \varphi = 0,85$
АС-400/64	$x_{AC} = 0,42 \text{ Ом/км}$
РБА-10-400-0,35	$x_P = 0,35 \text{ Ом}$

Складаємо розрахункову схему проєктованої п/ст «Криворізька-330» в нормальному режимі. У схему заміщення її елементи (система, генератор, трансформатор, лінія) входять своїми індуктивними опорами. Схему заміщення представлено на на рис. 2.4.

Розрахункова схема заміщення проектованої п/ст «Криворізька-330».

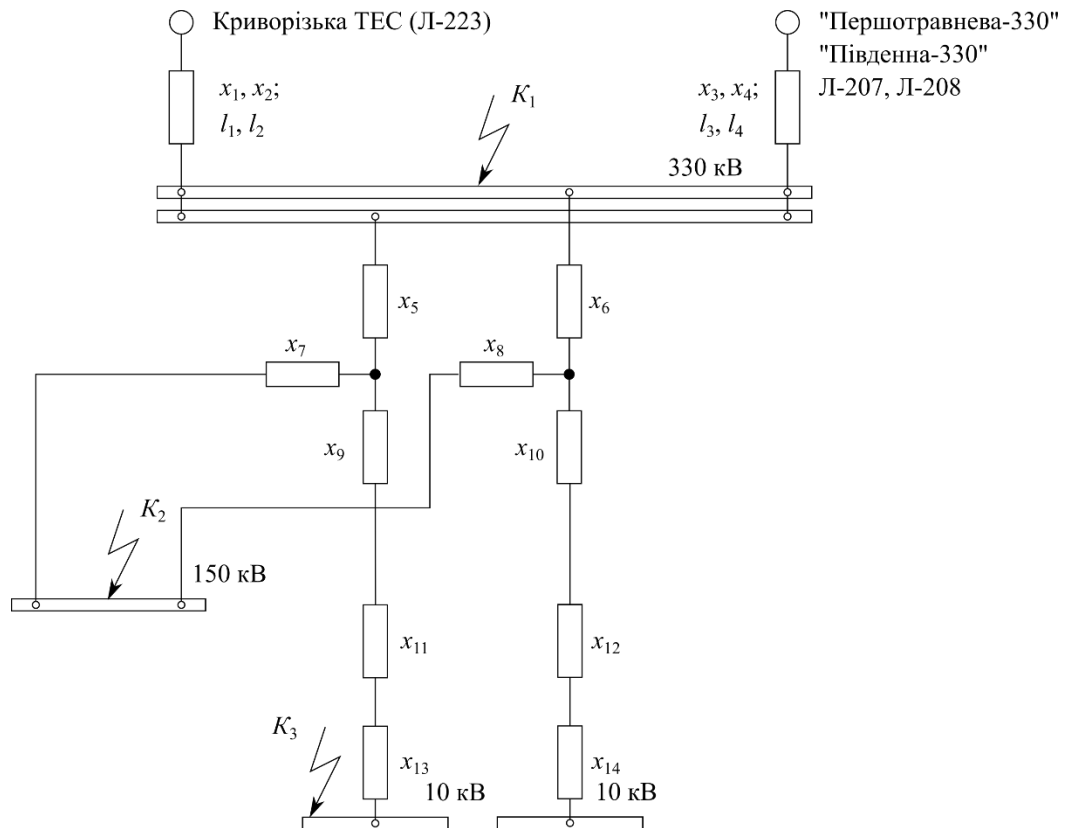


Рисунок 2.4 – Розрахункова схема заміщення проектованої підстанції

Вибір базисних умов і визначення параметрів елементів схеми заміщення.

За базисну приймаємо потужність $S_{\theta} = 1000 \text{ MVA}$.

За базисні приймаємо напруги, що дорівнюють середнім номінальним напругам мережі, які дорівнюють: $U_{\theta 1} = 330 \text{ кВ}$; $U_{\theta 2} = 150 \text{ кВ}$; $U_{\theta 3} = 35 \text{ кВ}$; $U_{\theta 4} = 10 \text{ кВ}$. Прийняті базисні напруги впливають із точок КЗ, які намічаються в розрахунковій схемі, тобто К1 – на шинах 330 кВ, К2 – на шинах 150 кВ, К3 на шинах 35 кВ, К4 на шинах 10 кВ.

Беремо базисну потужність: $S_{\theta} = 1000 \text{ MVA}$.

Базисні струми:

$$I_{\theta 330} = \frac{S_{\theta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\theta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 330} = 1,75 \text{ кА.} \quad (2.7)$$

$$I_{\theta 150} = \frac{S_{\theta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\theta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 150} = 3,849 \text{ кА.} \quad (2.8)$$

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						30
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$I_{\delta 35} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 16,496 \text{ кА.} \quad (2.9)$$

$$I_{\delta 10} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 10}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,735 \text{ кА.} \quad (2.1)$$

Реактивний опір живлячої енергосистеми:

$$x_{*c} = x_c \frac{S_{\delta}}{S_{к.с}} = 0,02 \frac{1000}{1800} = 0,11 \text{ в.о.} \quad (2.10)$$

Реактивні опори ЛЕП з Криворізької ТЕС, п/ст «Південна-330» і п/ст «Першотравнева-330»:

$$x_{*ЛЕП1} = x_{*ЛЕП2} = x_{AC} l \frac{S_{\delta}}{U_{с.ном}^2} = 0,42 \cdot 92,3 \frac{1000}{330^2} = 0,356 \text{ в.о.} \quad (2.11)$$

$$x_{*ЛЕП3} = x_{AC} l \frac{S_{\delta}}{U_{с.ном}^2} = 0,42 \cdot 33,7 \frac{1000}{330^2} = 0,13 \text{ в.о.} \quad (2.12)$$

$$x_{*ЛЕП4} = x_{AC} l \frac{S_{\delta}}{U_{с.ном}^2} = 0,42 \cdot 29,4 \frac{1000}{330^2} = 0,113 \text{ в.о.} \quad (2.13)$$

Реактивні опори автотрансформатора:

$$x_{*BH-CH} = \frac{u_{к} \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}} = \frac{10}{100} \frac{1000}{200} = 0,5 \text{ в.о.} \quad (2.14)$$

$$x_{*BH-НН} = \frac{u_{к} \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}} = \frac{22}{100} \frac{1000}{200} = 1,1 \text{ в.о.} \quad (2.15)$$

$$x_{*CH-НН} = \frac{u_{к} \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}} = \frac{33}{100} \frac{1000}{200} = 1,65 \text{ в.о.} \quad (2.16)$$

Реактивний опір реактора:

$$x_{*p} = \frac{x_p \%}{100} \cdot \frac{I_{\delta} U_{ном}}{I_{ном} U_{\delta}} = 0,35 \text{ Ом.} \quad (2.17)$$

Реактивний опір ТВП:

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						31
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$x_{*ТВП} = \frac{u\%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}} = \frac{6,5}{100} \frac{500}{1} = 32,5 \text{ в.о.} \quad (2.18)$$

КЗ на шинах 330 кВ.

Приведення реактивних опорів за схемою рис. 2.3.

$$x_{ЛЕПекв} = \frac{1}{\frac{1}{x_{*ЛЕП1}} + \frac{1}{x_{*ЛЕП2}} + \frac{1}{x_{*ЛЕП3}} + \frac{1}{x_{*ЛЕП4}}} =$$

$$= \frac{1}{\frac{1}{0,356} + \frac{1}{0,356} + \frac{1}{0,13} + \frac{1}{0,1134}} = 0,0463 \text{ в.о.}$$

$$x_{\Sigma 330} = x_{*c} + x_{ЛЕПекв} = 0,11 + 0,0463 = 0,1563 \text{ в.о.}$$

Надперехідний струм:

$$I_{КЗ330 \text{ в.о.}} = \frac{E}{x_{\Sigma 330}} = 6,4 \text{ в.о.};$$

де $E = 1 \text{ в.о.}$ – ЕРС системи.

$$I_{КЗ330} = I_{КЗ330 \text{ в.о.}} \cdot I_{\delta 330} = 6,4 \cdot 1,75 = 11,19 \text{ кА.}$$

Ударний струм:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} k_{y\delta} I_{КЗ330} = 30,078 \text{ кА.}$$

КЗ на шинах 150 кВ.

Приводимо опір 330 кВ до 150 кВ:

$$x_{\Sigma 330 \text{ np150}} = x_{\Sigma 330} \left(\frac{150}{300} \right)^2 = 0,0323 \text{ в.о.}$$

Опір до шини 150 кВ:

$$x_{\Sigma 150} = x_{\Sigma 330 \text{ np150}} + \left(\frac{1}{\frac{1}{x_{*BH-CH}}} + \frac{1}{\frac{1}{x_{*BH-CH}}} \right) =$$

$$= 0,0323 + \left(\frac{1}{1/0,5} + \frac{1}{1/0,5} \right) = 0,2823.$$

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						32
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Надперехідний струм:

$$I_{K3150\text{в.о.}} = \frac{E}{x_{\Sigma 150}} = \frac{1}{0,2823} = 3,54 \text{ в.о.};$$

$$I_{K3150} = I_{K3150\text{в.о.}} \cdot I_{\phi 150} = 3,54 \cdot 3,849 = 13,634 \text{ кА.}$$

Ударний струм:

$$i_{y\phi} = \sqrt{2}k_{y\phi}I_{K3150} = 36,444 \text{ кА.}$$

КЗ на шинах 10 кВ.

Приводимо опір 330 кВ до 10 кВ:

$$x_{\Sigma 330\text{пр}10} = x_{\Sigma 330} \left(\frac{10}{300} \right)^2 = 1,435 \cdot 10^{-4} \text{ в.о.}$$

Опір до шини 10 кВ:

$$\begin{aligned} x_{\Sigma 10} &= x_{\Sigma 330\text{пр}10} + \left(\frac{1}{1/x_{*BH-HH}} + \frac{1}{1/x_{*BH-HH}} \right) + \left(\frac{1}{1/x_{*p} + x_{*TBП}} + \frac{1}{1/x_{*p} + x_{*TBП}} \right) = \\ &= 1,435 \cdot 10^{-4} + \left(\frac{1}{1/1,65} + \frac{1}{1/1,65} \right) + \left(\frac{1}{1/0,275 + 0,35} + \frac{1}{1/0,275 + 0,35} \right) = \\ &= 1,1376 \text{ в.о.} \end{aligned}$$

Надперехідний струм:

$$I_{K310\text{в.о.}} = \frac{E}{x_{\Sigma 10}} = \frac{1}{1,1376} = 0,88 \text{ в.о.};$$

$$I_{K310} = I_{K310\text{в.о.}} \cdot I_{\phi 10} = 0,88 \cdot 57,735 = 50,749 \text{ кА.}$$

Ударний струм:

$$i_{y\phi} = \sqrt{2}k_{y\phi}I_{K310} = 93,302 \text{ кА.}$$

2.3 Вибір комутаційного обладнання

2.3.1 Роз'єднувачі

Високовольтні роз'єднувачі – це комутаційні апарати, призначені для відокремлення ділянок електричних мереж підстанцій під час ремонтних робіт

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						33
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

або зміни схем комутації. На відміну від вимикачів, вони не мають дугогасних пристроїв і не призначені для відключення струмів навантаження чи короткого замикання. На підстанціях 330 кВ роз'єднувачі виконують критичні функції безпеки та експлуатаційної гнучкості. Основні функції роз'єднувачів полягають у створенні видимого розриву в електричному колі для забезпечення безпеки персоналу під час ремонту; зміни схем комутації підстанції без відключення напруги (наприклад, переведення живлення з однієї системи шин на іншу); замикання на землю (спеціальні заземлювальні роз'єднувачі) для захисту від перенапруг; відокремлення обладнання (трансформаторів, ліній) для випробувань або інспекції.

Робочий струм (максимальний) для 330 кВ:

$$I_{\max \text{ роб}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 330} = 0,349 \text{ кА}.$$

Робочий струм (максимальний) для 150 кВ:

$$I_{\max \text{ роб}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 150} = 0,770 \text{ кА}.$$

Дані стосовно вибору роз'єднувачів представлені в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Результати обчислень роз'єднувачів

Умова	Розрахунок	Параметри устаткування
РНД-2-330/2000		
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$	$U_{\text{уст}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб max}} \leq I_{\text{н}}$	$I_{\text{роб max}} = 349 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{max наскр}}$	$i_{\text{у}} = 30,078 \text{ кА}$	$i_{\text{max наскр}} = 67 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{м}}^2 t_{\text{м}}$	$B_{\text{к}} = 1,581 \text{ кА}^2 \text{ сек}$	$I_{\text{м}}^2 t_{\text{м}} = 7938 \text{ кА}^2 \text{ сек}$
РНДЗ-2-150/1000		
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$	$U_{\text{уст}} = 150 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 150 \text{ кВ}$

$I_{роб\ max} \leq I_n$	$I_{роб\ max} = 770\ A$	$I_{ном} = 1000\ A$
$i_y \leq i_{max\ наскр}$	$i_y = 36,444\ кА$	$i_{max\ наскр} = 100\ кА$
$B_{\kappa} \leq I_m^2 t_m$	$B_{\kappa} = 1,636\ кА^2 сек$	$I_m^2 t_m = 4800\ кА^2 сек$

2.4 Вимикачі

Високовольтні вимикачі на підстанціях 330 кВ відіграють вирішальну роль у забезпеченні стабільної роботи енергосистем, виконуючи ключові функції з комутації електричних кіл як у нормальних, так і в аварійних режимах. Вони призначені для надійного відключення струмів навантаження та струмів короткого замикання. Особливістю таких вимикачів є їх здатність швидко та ефективно гасити дугу, що утворюється під час комутаційних процесів.

При виборі вимикачів для підстанцій 330 кВ враховують низку параметрів, серед яких номінальна напруга, номінальний струм, який визначається максимальним робочим навантаженням, а також здатність відключати значні струми КЗ, що може досягати до 63 кА. Важливим є також час спрацьовування, який для сучасних моделей вимикачів не перевищує 50 мілісекунд, що забезпечує швидке відключення аварійних ділянок мережі та запобігає поширенню аварій.

«Умови вибору:

- за напругою:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (2.19)$$

- за тривалим струмом:

$$I_{роб\ max} \leq I_{ном}, \quad (2.20)$$

- за здібністю відключення» [5, 6, 10].

«Умови перевірки вимикачів» [10]:

$$I_{пт} \leq I_{відкл\ ном}, \quad (2.21)$$

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						35
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$\sqrt{2}I_{нт} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{відкл ном} 1 + \beta_{ном} ; \quad (2.22)$$

$$\tau = t_{з min} + t_{с в} ; \quad (2.23)$$

$$I'' \leq I_{\max наскр} ; \quad (2.24)$$

$$i_y \leq i_{\max наскр} ; \quad (2.25)$$

$$B_{\kappa} \leq I_m^2 t_m ; \quad (2.26)$$

$$B_{\kappa} = I''^2 t_{відкл} + T_a , \quad (2.27)$$

Обрані й перевірені вимикачі для ВРП 330 і 150 кВ наведені в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Обчислення вимикачів

Умова	Розрахунок	Параметри устаткування
2ВВ-330Б-31,5/2000 У1		
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 330 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$
$I_{роб max} \leq I_{ном}$	$I_{роб max} = 705 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{нт} \leq I_{відкл ном}$	$I_{нт} = 11,19 \text{ кА}$	$I_{відкл ном} = 31,5 \text{ кА}$
$\sqrt{2}I_{нт} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{відкл ном} 1 + \beta_n$	$\sqrt{2}I_{нт} + i_{ат} =$ $= \sqrt{2} \cdot 11,19 + 13,25 =$ $= 29,07 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{відкл ном} 1 + \beta_n =$ $= \sqrt{2} \cdot 31,5 1 + 0,4 =$ $= 62,36 \text{ кА}$
$I'' \leq I_{\max наскр}$	$I'' = 13,25 \text{ кА}$	$I_{\max наскр} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{\max наскр}$	$i_y = 30,078 \text{ кА}$	$i_{\max наскр} = 55 \text{ кА}$
$B_{\kappa} \leq I_m^2 t_m$	$B_{\kappa} = 1,581 \text{ кА}^2 \text{сек}$	$I_m^2 t_m = 2521 \text{ кА}^2 \text{сек}$
2ВВН-154-8 2000А, 31кА		
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 150 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 150 \text{ кВ}$
$I_{роб max} \leq I_{ном}$	$I_{роб max} = 770 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{нт} \leq I_{відкл ном}$	$I_{нт} = 13,634 \text{ кА}$	$I_{відкл ном} = 31 \text{ кА}$

$\sqrt{2}I_{н\tau} + i_{a\tau} \leq \sqrt{2}I_{відкл\ ном} 1 + \beta_n$	$\sqrt{2}I_{н\tau} + i_{a\tau} =$ $= \sqrt{2} \cdot 13,634 + 14,18 =$ $= 33,46 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{відкл\ ном} 1 + \beta_n =$ $= \sqrt{2} \cdot 31,1 + 0,4 =$ $= 61,38 \text{ кА}$
$I'' \leq I_{\max\ наскр}$	$I'' = 14,18 \text{ кА}$	$I_{\max\ наскр} = 25 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{\max\ наскр}$	$i_y = 36,44 \text{ кА}$	$i_{\max\ наскр} = 40 \text{ кА}$
$B_k \leq I_m^2 t_m$	$B_k = 1,636 \text{ кА}^2 \text{сек}$	$I_m^2 t_m = 1250 \text{ кА}^2 \text{сек}$

Приймаємо КРП 330 кВ і 150 кВ з елегазовою ізоляцією Siemens 8DQ1 [11] і Siemens 8DN8 [12], відповідно. Вибір та перевірка розподільчих пристроїв показані в табл. 2.6.

Таблиця 2.6 – Обчислення КРП

Умова	Розрахунок	Параметри устаткування
8DQ1		
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 330 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$
$I_{роб\ max} \leq I_{ном}$	$I_{роб\ max} = 705 \text{ А}$	$I_{ном} = 3000 \text{ А}$
$I_{н\tau} \leq I_{відкл\ ном}$	$I_{н\tau} = 11,19 \text{ кА}$	$I_{відкл\ ном} = 63 \text{ кА}$
$\sqrt{2}I_{н\tau} + i_{a\tau} \leq \sqrt{2}I_{відкл\ ном} 1 + \beta_n$	$\sqrt{2}I_{н\tau} + i_{a\tau} =$ $= \sqrt{2} \cdot 11,19 + 13,25 =$ $= 29,07 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{відкл\ ном} 1 + \beta_n =$ $= \sqrt{2} \cdot 63 1 + 0,24 =$ $= 88,83 \text{ кА}$
$I'' \leq I_{\max\ наскр}$	$I'' = 13,25 \text{ кА}$	$I_{\max\ наскр} = 63 \text{ кА}$
$i_y \leq i_{\max\ наскр}$	$i_y = 30,078 \text{ кА}$	$i_{\max\ наскр} = 170 \text{ кА}$
$B_k \leq I_m^2 t_m$	$B_k = 1,581 \text{ кА}^2 \text{сек}$	$I_m^2 t_m = 7938 \text{ кА}^2 \text{сек}$
8DN8		
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 150 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 150 \text{ кВ}$
$I_{роб\ max} \leq I_{ном}$	$I_{роб\ max} = 770 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$

$I_{нт} \leq I_{відкл\ ном}$	$I_{нт} = 13,634\ кА$	$I_{відкл\ ном} = 40\ кА$
$\sqrt{2}I_{нт} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{відкл\ ном} 1 + \beta_n$	$\sqrt{2}I_{нт} + i_{ат} =$ $= \sqrt{2} \cdot 13,634 + 14,18 =$ $= 33,46\ кА$	$\sqrt{2}I_{відкл\ ном} 1 + \beta_n =$ $= \sqrt{2} \cdot 40 1 + 0,18 =$ $= 66,8\ кА$
$I'' \leq I_{\max\ наскр}$	$I'' = 14,18\ кА$	$I_{\max\ наскр} = 40\ кА$
$i_y \leq i_{\max\ наскр}$	$i_y = 36,44\ кА$	$i_{\max\ наскр} = 108\ кА$
$B_k \leq I_m^2 t_m$	$B_k = 1,636\ кА^2сек$	$I_m^2 t_m = 3200\ кА^2сек$

2.5 Вибір контрольно вимірювальної апаратури

2.5.1 Трансформатори струму

Трансформатори струму (ТС) забезпечують гальванічну розв'язку між високовольтною частиною мережі та низьковольтними вимірювальними ланцюгами та здійснюють перетворення високих струмів на підстанції до стандартних значень (1А або 5А), придатних для підключення вимірювальних приладів. Також вони забезпечують роботу систем захисту – релейних пристроїв, що дозволяє швидко виявляти та локалізувати аварійні ситуації, такі як короткі замикання.

Вибір і перевірка ТС за [10] наведені в табл. 2.7 і табл. 2.12.

Таблиця 2.7 – Обчислення трансформаторів струму

Умова	Розрахунок	Параметри устаткування
ТФНД-150 1200/5		
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 150\ кВ$	$U_{ном} = 150\ кВ$
$I_{роб\ max} \leq I_n$	$I_{роб\ max} = 770\ А$	$I_{ном} = 1200\ А$
$i_y \leq k_d \sqrt{2} I_n$	$i_y = 36,44\ кА$	$k_d \sqrt{2} I_n = 46\ кА$
$B_k \leq (k_m I_n)^2 t_m$	$B_k = 1,636\ кА^2сек$	$(k_m I_n)^2 t_m = 3042\ кА^2сек$

ТФРМ-330Б-У1 2000/1		
$U_{уст} \leq U_n$	$U_{уст} = 330 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$
$I_{роб\text{ max}} \leq I_n$	$I_{роб\text{ max}} = 705 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$i_y \leq k_\partial \sqrt{2} I_n$	$i_y = 30,078 \text{ кА}$	$k_\partial \sqrt{2} I_n = 64 \text{ кА}$
$B_k \leq (k_m I_n)^2 t_m$	$B_k = 1,581 \text{ кА}^2 \text{сек}$	$(k_m I_n)^2 t_m = 4096 \text{ кА}^2 \text{сек}$

Таблиця 2.8 – Дані трансформаторів струму

Тип	$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ А	$N_{обм}$	$I_{2ном},$ А	$I_{дс},$ кА	$I_{мс},$ кА	Вторинне навантаження, ВА
ТФРМ-330Б-У1	330	2000	3	1	64	31,5	30
ТФНД-150	150	1200	5	5	46	31,5	30

Контроль за роботою п/ст «Криворізька-330» провадиться контрольно-вимірювальною апаратурою на кожному приєднанні.

Максимальне загальне навантаження для ТС від апаратури на кожну фазу має бути не більше 30 ВА. Поточне вторинне завантаження показано в табл. 2.9.

Таблиця 2.9 – Навантаження трансформаторів струму від вимірювальних приладів

Прилад	$S_{нав}, \text{ВА}$		
	А	В	С
Вольтметр	0,11	0,111	0,1
Ватметр	8	-	8
Варметр	8	-	8

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						39
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Лічильник	3	3	3
Разом	19,1	3,1	19,1

Згідно табл. 2.9, що більше завантажені фази А і С.

Перевіряємо за вторинним навантаженням ТС ТФРМ-330Б-У1.

Опір приладів і проводів:

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{19,1}{25} = 0,764 \text{ Ом.} \quad (2.28)$$

$$r_{\text{пров}} = z_{2н} - r_{\text{прил}} - r_{\kappa} = 30 - 0,764 - 0,1 = 29,136 \text{ Ом.} \quad (2.29)$$

Перевірка трансформаторів струму на 150 кВ показана у табл. 2.10.

Таблиця 2.10 – Дані перевірки трансформатора струму 150 кВ

Тип	I_2, A	$r_{\text{прил}}, \text{Ом}$	$r_{\text{пров}}, \text{Ом}$
ТФНД-150	25	0,764	29,136

Трансформатори ТФРМ-330Б-У1 і ТФНД-150 прийняті до задіяння на п/ст «Криворізька-330».

2.5.2 Трансформатори напруги

Вимірювальні трансформатори напруги (ВТН) перетворюють високу напругу мережі (330 кВ, 150 кВ тощо) на стандартні знижені значення, як-то $100/\sqrt{3}$ В, що дозволяє підключати вимірювальні прилади та релейні захисти без безпосереднього контакту з небезпечними високими напругами, тобто надаючи гальванічну розв'язку між силовими і вимірювальними ланцюгами.

Основне призначення цих пристроїв полягає у забезпеченні точної передачі інформації про напругу в електричній мережі до систем контролю та автоматики. Вони живлять вольтметри, ватметри, лічильники електроенергії, а також надають дані релейним захистам, що дозволяє оперативно виявляти

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						40
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

аварійні ситуації як-то зникнення напруги, перевантаження чи несиметричні режими роботи.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						41
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Для вибору ВТН потрібне дотримання умов [10]:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left[\sum S_{прил} \cdot \cos \phi_{прил} \right]^2 + \left[\sum S_{прил} \cdot \sin \phi_{прил} \right]^2} = \sqrt{P_{прил}^2 + Q_{прил}^2}. \quad (2.30)$$

Для РП 330 кВ беремо ВТН марки НКФ-330У1. Обчислення його навантаження показане в табл. 2.11.

Таблиця 2.11 – Вторинне навантаження ВТН

Прилад	$P, Вт$	$\cos \phi$	$\sin \phi$	Кількість	$P_{сн}, Вт$	$Q_{сн}, ВАр$
Вольтметр	1,5	1	0	1	1,5	-
Ватметр	8	1	0	1	3	-
Варметр	8	0,4	0,916	1	3	3,2
Лічильник	3	0,4	0,916	1	5	1,2
					13,5	4,4

Вибір трансформаторів напруги у табл. 2.12.

Таблиця 2.12 – Обрані трансформатори напруги

Тип	Сторона високої напруги, кВ	Сторона низької напруги, кВ	$S_{ном}, ВА$
НКФ-330-73У1	$\frac{330}{\sqrt{3}}$	$\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	400
НКФ-150 1VУ-1	$\frac{154}{\sqrt{3}}$	$\frac{0,1}{\sqrt{3}}$	400

Трансформатори НКФ-330-73У1 і НКФ-150 1VУ-1 прийняті до задіяння на п/ст «Криворізька-330».

Висновки до розділу

У поточному розділі проведено комплексний аналіз та вибір обладнання для підстанції «Криворізька-330». Особливістю запроєктованої схеми є встановлення двох робочих автотрансформаторів, кожен з яких обслуговує окрему систему збірних шин, що забезпечує підвищену надійність електропостачання. Конфігурація передбачає паралельну роботу всіх трансформаторів без виведення їх у резерв, що дозволяє оптимально розподілити навантаження та мінімізувати втрати електроенергії. Виконано розрахунки струмів КЗ, підбрано трансформатори власних потреб, роз'єднувачі, вимикачі та контрольно-вимірювальна апаратура. Комутаційне обладнання перевірялося на термічну й електродинамічну стійкість.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						43
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Розділ 3. Модернізація релейного захисту п/ст «Криворізька-330»

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата	Модернізація релейного захисту п/ст «Криворізька-330»	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розроб.		Ошевський С.В.				Н	44	
Перевір.		Михайленко О.Ю.				ЗЕЕМ-22ск		
Н.контр.		Михайленко О.Ю.						
Затверд.		Пересунько І.І.						

3.1 Розрахунок та вибір уставок захистів живлячих ліній електропередачі 330 кВ Л223 «Криворізька ТЕС»

У якості базового захисту на п/ст «Криворізька-330» застосовувалася панель ЕПЗ-1636, яка реалізовувала струмова відсічка, триступінчатий дистанційний захист і спрямований струмовий захист від КЗ на землю. Для модернізації релейного захисту живлячих ліній будемо застосовувати інтелектуальні мікропроцесорні термінали REL670 [13], які розроблені спеціально з цією метою. Розрахуємо потрібні захисти і їх уставки.

3.1.1 Струмова відсічка

Струмова відсічка реалізується функцією швидкодіючого максимального струмового захисту (РІОС, 50) терміналу REL670 [13].

По умові селективності струм спрацьовування відсічки вибирається більшим за максимальне значення струму при КЗ у кінці ділянки ЛЕП, що захищається [14, 15]:

$$I_{с.в.} \geq k_{над} \cdot I_{к.мах}^3, \quad (3.1)$$

де $k_{над} = 1,2$ – коефіцієнт надійності для мікропроцесорного терміналу.

$$I_{с.в.} = 1,2 \cdot 11,19 = 13,43 \text{ кА},$$

За умовою відстроювання від кидків струму намагнічування усіх автотрансформаторів, що від ЛЕП Л223 [14, 15]:

$$I_{с.в.} \geq 4...5 I_{ном тр \Sigma}, \quad (3.2)$$

$$\text{де } I_{ном тр \Sigma} = \frac{S_{ном тр \Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2 \cdot 200000}{\sqrt{3} \cdot 330} = 669,82 \text{ А}.$$

$$I_{с.в.} \geq 5 \cdot 669,82 = 3349,1 \text{ А}.$$

Беремо $I_{с.в.} = 13,43 \text{ кА}$.

Визначаємо коефіцієнт чутливості струмової відсічки при КЗ [14, 15]:
при трифазному КЗ:

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						45
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$k_q = \frac{I_{K3 \text{ поч ЛЕП}}^3}{I_{с.в}} = \frac{14000}{13430} = 1,042, \quad (3.3)$$

при двофазному КЗ:

$$k_q = \frac{I_{K3 \text{ поч ЛЕП}}^2}{I_{с.в}} = \frac{13500}{13430} = 1,005. \quad (3.4)$$

Приймаємо, що струмову відсічку у нормальному режимі не треба використовувати. Уводити її тільки коли на лінії виводиться з роботи диференційний захист RED670 [13].

Визначаємо вторинний струм спрацьовування реле:

$$I_{спр р}^{с.в} = \frac{k_{сх}^3 \cdot I_{с.в}}{k_{ТС}} = \frac{1 \cdot 13430}{2000} = 6,715 A. \quad (3.5)$$

де $k_{сх}^3 = 1$ – включення для відсічки ТС по схемі неповна зірка при задіянні мікропроцесорного терміналу.

3.1.2 Дистанційний захист

Для реалізації цього виду захисту також залучаємо мікропроцесорний термінал REL670 [13].

Розрахунок полягає у визначенні опорів спрацьовування, витримок часу та чутливості кожного з ступенів захисту та пускових органів, а також параметрів спрацьовування, чутливості та типу пристрою блокування при коливаннях [14, 15].

I зона дистанційного захисту:

Первинний опір спрацьовування розраховується по умові відстроювання від КЗ у кінці лінії [14, 15]:

$$Z_{с.з}^I \leq 0,85 \cdot Z_{ЛЕП} = 0,85 \cdot 1,05 = 0,89 \text{ Ом}. \quad (3.6)$$

Приймаємо I зону не вводити.

II зона дистанційного захисту [14, 15]:

Розраховуємо по умові узгодження I ступеню послідууючої ділянки:

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						46
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$Z_{c.3}^{II} \leq 0,85 \cdot Z_{\text{н}} + 0,78 \cdot Z_{\text{л}} = 0,85 \cdot 1,05 + 0,78 \cdot 12,2 = 10,4 \text{ Ом.} \quad (3.7)$$

По умові відстроювання від КЗ за трансформатором протилежної підстанції:

$$Z_{c.3}^{II} \leq 0,85 Z_{\text{ЛЕП}} + Z_{\text{тр}} = 0,85 \cdot 1,05 + 9,9 = 9,3 \text{ Ом.} \quad (3.8)$$

Визначаємо коефіцієнт чутливості [14, 15]:

$$k_{\text{ч}} = \frac{Z_{c.3}^{II}}{Z_{\text{ЛЕП}}} = \frac{9,3}{1,05} = 8,8 > 1,25. \quad (3.9)$$

Час спрацьовування II зони $t_{c.3.}^{II} = 1,2 \text{ сек.}$

Час автоматичного прискорення $t_{\text{ан}} = 0 \text{ сек.}$

Час оперативного прискорення $t_{\text{он}} = 0,4 \text{ сек.}$

III зона дистанційного захисту (пускова частина)

Обчислення робимо за умови відлаштування від максимального струму навантаження [14, 15]:

$$I_{\text{наб max}} = 3400 \text{ А; } \varphi_p = 30 \text{ ел. град.; } U_{c \text{ min}} = 310 \text{ кВ.}$$

Максимальний опір у робочому режимі [14, 15]:

$$Z_{\text{н min}} = \frac{U_{c \text{ min}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{роб max}} \cdot k_{\text{нов}} \cdot k_{\text{над}} \cdot \cos \varphi_{\text{ЛЕП}} - \varphi_p}, \quad (3.10)$$

де $k_{\text{нов}} = 1,05$; $k_{\text{над}} = 1,2$; $\varphi_{\text{ЛЕП}} = 65 \text{ ел. град.}$

$$Z_{\text{н min}} = \frac{310000}{\sqrt{3} \cdot 3400 \cdot 1,05 \cdot 1,2 \cdot \cos 65^\circ - 30^\circ} = 51,002 \text{ Ом} \approx 51 \text{ Ом.}$$

Для усунення «мертвої зони» при трифазному КЗ, коли $U_p = 0$ або значеннях близьких до нього, змістимо характеристики реле у бік третього квадранту на 7%, з еліптичною характеристикою (ексцентриситет $e = 0,5$).

$$Z_{c.3}^{III} \leq \frac{Z_{\text{н min}}}{k_{\text{ек}}} = \frac{51}{0,41} = 124,39 \text{ Ом.} \quad (3.11)$$

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						47
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Приймаємо $Z_{c,3}^{III} = 125 \text{ Ом}$.

Час спрацьовування III зони $t_{c,3}^{III} = 4,2 \text{ сек}$.

За пусковий орган дистанційного захисту беремо мікропроцесорні термінали ABB REL670 [16, 17] з функцією ZMRPSB (виявлення хитань в енергосистемі). Реле REL670 включаємо на струм зворотної послідовності. Запуск реле можливий через короткочасну несиметрію на початку виникнення КЗ.

Відстроюємо від струму небалансу при навантаженні:

$$I_{вст.} \geq \frac{k_H}{k_\phi} \cdot 0,03 \cdot I_{наб \max} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 0,03 \cdot 3400 = 152,99 \text{ А.} \quad (3.12)$$

Приймаємо $I_{2вст} = 200 \text{ А}$.

$$I_{2 \text{ втор}}^{вст} = \frac{I_{2вст}}{120} = \frac{200}{120} = 1,67 \text{ А.} \quad (3.13)$$

Визначаємо коефіцієнт чутливості:

$$k_\phi = \frac{I_2^{II}}{I_{2вст}} = \frac{13500}{120} = 112,5 \geq 1,5. \quad (3.14)$$

Пуск по струму зворотної послідовності $3I_0$ – не вводиться, гальмування не вводиться.

3.1.3 Розрахунок спрямованого струмового захисту зворотної послідовності

Струмові реле даного захисту підключені до нульового проводу трансформаторів струму ЛЕП, де в умовах нормального симетричного режиму спостерігаються лише незначні струми небалансу. Цей тип захисту ефективно виявляє та реагує на аварійні режими, пов'язані з однофазними та двофазними замиканнями на землю.

При налаштуванні I ступеня захисту струм спрацьовування визначається з урахуванням необхідності відстроювання від струму нульової послідовності збільшеного в три рази, який може виникати при замиканнях на землю на

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						48
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

шинах суміжних підстанцій. Таке технічне рішення дозволяє уникнути помилкових спрацьовувань при зовнішніх КЗ, одночасно забезпечуючи чутливе виявлення внутрішніх пошкоджень. Вибір уставок здійснюється на основі аналізу реальних режимів роботи мережі з урахуванням її конфігурації та параметрів обладнання.

Струм спрацьовування I ступені [14, 15]:

$$I_{oc.3}^I \geq k_{відс} \cdot 3I_{0.3} = 1,3 \cdot 3 \cdot 4320 = 16848 \text{ A.}$$

Перевіряємо коефіцієнт чутливості [14, 15]:

$$k_{\chi} = \frac{3I_{0.3 \min}^{II}}{I_{oc.3}^I} = \frac{3 \cdot 13500}{16848} = 2,4 \geq 1,5 \text{ – умова виконується, отже I ступінь не}$$

вводиться.

Струм спрацьовування II ступені визначається по узгодженню з відсічкою наступної ділянки [14, 15]:

$$I_{oc.3}^{II} \geq 1,1 \cdot k_m \cdot I_{oc.3}^I = 1,1 \cdot \frac{13430}{13500} \cdot 16848 = 18436,7 \text{ A.}$$

Перевіряємо на коефіцієнт чутливості [14, 15]:

$$k_{\chi} = \frac{3I_{0.3 \min}^{II}}{I_{oc.3}^{II}} = \frac{3 \cdot 18000}{18436,7} = 2,93 \geq 1,5 \text{ – умова виконується.}$$

Час спрацьовування II ступені [14, 15]:

$$t_{II} = \Delta t + t_{прв} = 0,2 + 0,45 = 0,65 \text{ сек.}$$

де Δt – ступінь селективності;

$t_{прв} = 0,45$ – час дії резервування при відмови вимикача.

Беремо $t_{II} = 0,8 \text{ сек.}$

III ступінь

$$I_{oc.3}^{III} \geq 1,1 \cdot k_m \cdot I_{oc.3}^{II} = 1,1 \cdot \frac{13430}{13500} \cdot 18436,7 = 20175,21 \text{ A.}$$

Перевіряємо коефіцієнтом чутливості [14, 15]:

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						49
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$k_{\text{ч}} = \frac{3I_{\text{ос.з}}^{\text{II}}}{I_{\text{ос.з}}^{\text{III}}} = \frac{3 \cdot 21000}{20175,21} = 3,12 \geq 2 - \text{умова виконується.}$$

Обчислюється час спрацювання III ступеню [14, 15]:

$$t_{\text{III}} = t_{\text{II}} + \Delta t = 0,7 + 0,3 = 1 \text{ сек.}$$

III ступінь прискорюється при АПВ та ручному включенні до часу $t_{\text{ан}} = 0,2 \text{ сек}$ на час $0,5 \dots 0,6 \text{ сек}$.

Прискорюється до часу $t_{\text{он}} = 0,4 \text{ сек}$.

IV ступінь

$$I_{\text{ос.з}}^{\text{IV}} \geq 1,1 \cdot k_m \cdot I_{\text{ос.з}}^{\text{II}} = 1,1 \cdot \frac{13430}{13500} \cdot 20175,21 = 22077,65 \text{ A.} \quad (3.15)$$

Обчислюється час спрацювання IV ступені [14, 15]:

$$t_{\text{IV}} = 3,2 + \Delta t = 3,4 \text{ сек.}$$

Усі ступені захисту спрямовані.

Беремо у якості реле потужності для МСЗ ті ж термінали REL670.

Перевіряємо чутливість REL670 по струму спрацювання IV ступені:

$$k_{\text{ч}} \frac{I_{\text{ос.з}}^{\text{IV}^2} \cdot x_{0\text{min}}}{k_{\text{мс}} \cdot k_{\text{тн}} \cdot S_{\text{с.р}}} = \frac{22077,65^2 \cdot 0,87}{2000 \cdot 3300 \cdot 3} = 21,42 \geq 1,4 - \text{умова виконується.}$$

Обчислюються вторинні струми по ступеням [14, 15]:

$$I_{\text{с.з.втор}}^{\text{II}} = 18436,7 / 2000 = 9,22 \text{ A;}$$

$$I_{\text{с.з.втор}}^{\text{III}} = 20175,21 / 2000 = 10,09 \text{ A;}$$

$$I_{\text{с.з.втор}}^{\text{IV}} = 22077,65 / 2000 = 11,04 \text{ A.}$$

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						50
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

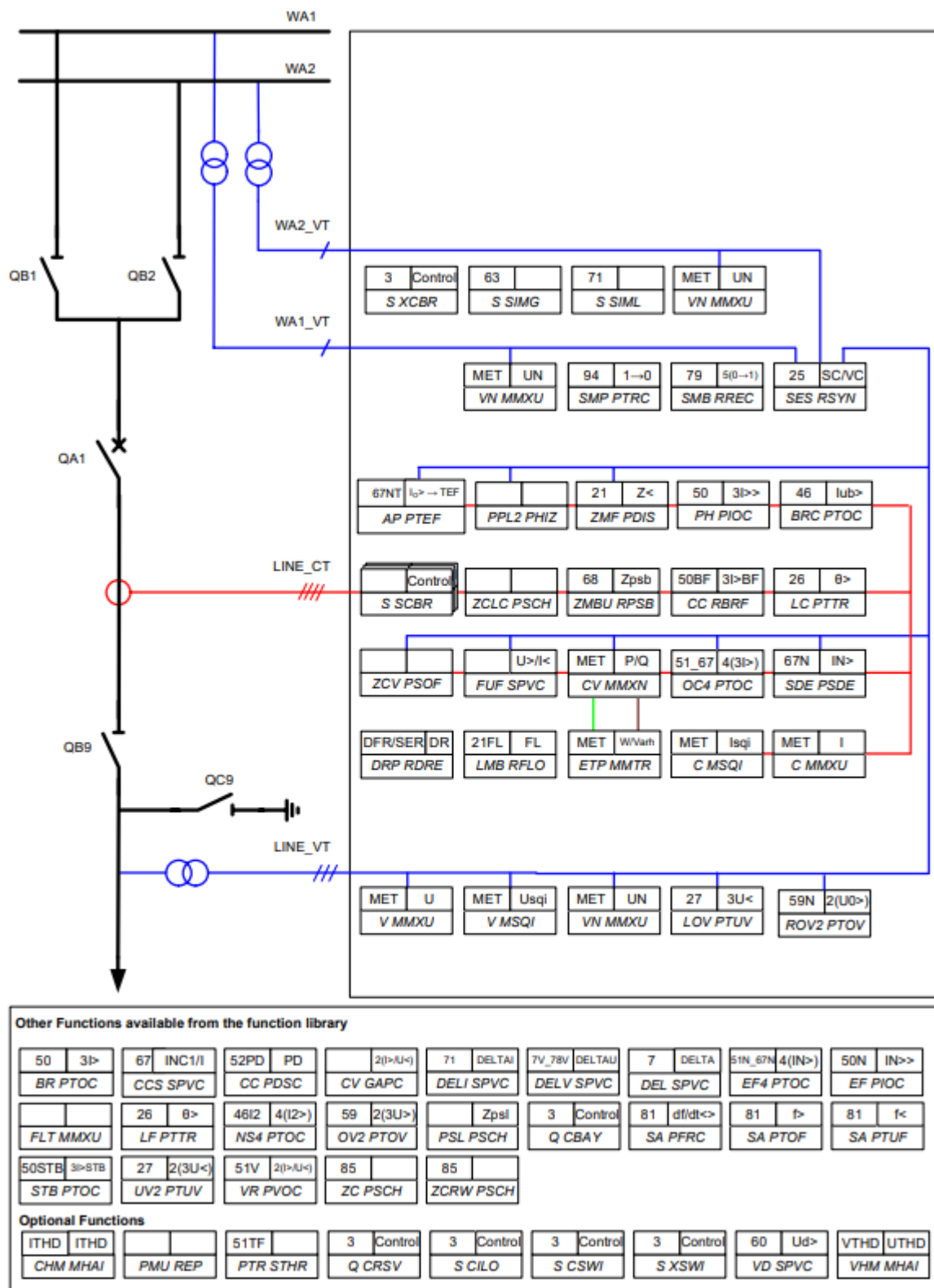


Рисунок 3.1 – Схема включення мікропроцесорного терміналу REL670 для реалізації максимального струмового та дистанційного захистів [16, 17]

3.2 Диференційний захист ліній електропередачі

У додачу до попередніх, розширений захист від різних видів КЗ на п/ст «Криворізька-330» раніше провадився диференційно-фазним захистом ДФЗ-201, працюючим на електронних лампах. Під час модернізації пропонується замінити даний пристрій мікропроцесорним терміналом ABB RED670 [18, 19], що реалізує диференційний захист ліній.

Диференційний захист лінії RED670 може застосовуватися на повітряних ЛЕП і кабелях. Це абсолютний селективний блок захисту з низкою переваг. Координація з іншими захистами зазвичай проста. Всі несправності на лінії, між ТС приєднання, можуть бути усунені миттєво. Чутливість можна зробити високою, що особливо важливо для виявлення високоомних замикань на землю. На нього не впливає можлива інверсія напруги та/або струму, пов'язана з пошкодженнями в послідовно компенсованих мережах. На нього не впливає реверс струму замикання на землю при замиканнях на землю в паралельних лініях [18, 19]. Однофазне повторне замикання буде неможливим. Диференційний захист лінії може застосовуватися на багатокінцевих лініях з максимум п'ятьма кінцями лінії.

У конфігураціях з 1,5-вимикачем зазвичай захист лінії живиться від двох ТС. Важливо уникати додавання струмів від двох ТС ззовні до входу в ПЗВ, оскільки це дозволить врахувати можливе зміщення струму від обох ТС в алгоритмі диференціювання струму, і таким чином гарантувати, що правильне утримання буде можливим (див. рис. 3.2).

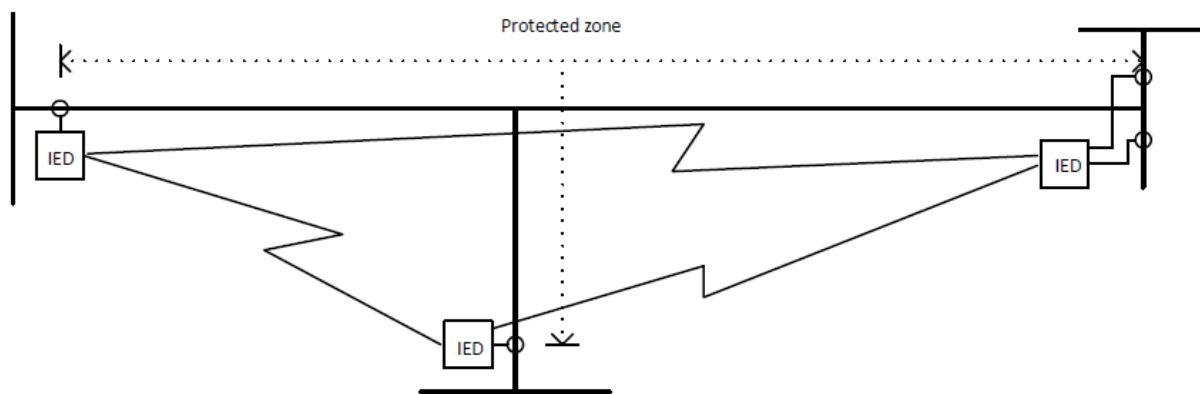


Рисунок 3.2 – Диференційний захист лінії [18, 19]

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						52
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Для коректної роботи захисту ЛЕП необхідно підібрати параметри спрацювання захисту в мікропроцесорних терміналах, щоб забезпечити правильну взаємодію захистів при різних режимах роботи. При зовнішніх КЗ захисти, що відповідають за відключення, повинні мати більш грубі налаштування порівняно з захистами на протилежному кінці ЛЕП. Це дозволяє уникнути непотрібних спрацювань і забезпечити селективність захисту.

Для запобігання помилковим діям у нормальних режимах навантаження термінали налаштовуються таким чином, щоб вони не реагували на робочі струми. Особливу увагу приділяють функціям захисту, які підключені через фільтри симетричних складових, оскільки вони повинні бути відстроєними від струмів небалансу, що можуть виникати під час зовнішніх трифазних КЗ.

Струмові пускові органи мікропроцесорних терміналів налаштовуються з урахуванням максимально можливих робочих струмів у точці їх встановлення. Це дозволяє забезпечити стабільну роботу захисту як у нормальних умовах, так і при аварійних режимах, запобігаючи помилковим відключенням через тимчасові перевантаження або перехідні процеси.

Струмовий пуск відлаштовуємо від робочого максимального струму у точці встановлювання мікропроцесорного терміналу.

$$I_{cp}^n \geq \frac{k_n}{k_g} \cdot I_{роб\ max}, \quad (3.16)$$

де $k_n = 1,1$, $k_g = 0,85$, $I_{роб\ max} = 705A$,

$$I_{cp}^n \geq \frac{1,1}{0,85} \cdot 705 = 912,35A,$$

Беремо $I_{cp}^n = 920A$ первинних враховуючи коефіцієнт трансформації ТС

$$2000/1 \cdot I_{cp.втор.}^n = \frac{920}{2000} = 0,5A.$$

Струмовий запуск на відключення погоджується зі струмовим реле пуску протилежного кінця ЛЕП [14, 15].

$$I_{cp}^0 \geq k_n \cdot I_{cp}^n = 1,4 \cdot 920 = 1288A \quad (3.17)$$

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						53
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

де $k_n = 1,4$.

Беремо $I_{cnp}^0 = 1300 A$ первинних та $I_{cnp.втор.}^n = \frac{1300}{2000} = 0,65 A$ вторинних.

Чутливість струмового пуску кіл відключення перевіряється при трифазному КЗ на кінці ЛЕП:

$$k_u = \frac{I_{K3\min}^3}{I_{cnp}^0} > 2, \quad (3.18)$$

де $I_{K3\min}^3 = 11190 A$.

$$k_u = \frac{11190}{1300} = 8,6 > 2 - \text{умова виконується.}$$

Перевіряємо доцільність застосування при трифазному КЗ мікропроцесорного терміналу як реле напруги.

Уставки пуску за напругою відстроюємо від мінімальної напруги у режимі з найбільшою завантаженістю [14, 15]:

$$U_{cnp\ n} = 0,6 \dots 0,7 U_{ном};$$

$$U_{cnp\ n} = 0,7 \cdot 330000 = 230999 B;$$

$$U_{cnp\ n} > \sqrt{3} I_{cp}^n \cdot Z_{ЛЕП} \cdot k_{uc} \cdot k_{cn},$$

де $Z_{л} = 1,05 \text{ Ом}; k_{uc} = 2; k_{cn} = 2$

$$\sqrt{3} \cdot 920 \cdot 1,05 \cdot 2 \cdot 2 = 6692,64 B < U_{cnp\ n} = 230999 B.$$

Беремо пуск по напрузі з вставкою реле напруги $U_{cnp\ втор} = 60 B$.

Пуск захисту по струму зворотної послідовності при несиметричних КЗ, тобто по струму I_2 відстроюємо від струму небалансу у максимальному навантаженому режимі [14, 15]:

$$I_{2вст} \geq \frac{k_3 \cdot k_n}{k_\epsilon \cdot k_{mc}} \cdot I_{2нб}, \quad (3.19)$$

де $k_3 = 2; k_n = 1,2; k_\epsilon = 0,4 \dots 0,5;$

$I_{2нб}$ – струм небалансу [14, 15]:

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						54
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$I_{2нб} = k_{2нб} \cdot I_{роб\max} = 0,03 \cdot 705 = 21,15 \text{ A},$$

де $k_{2нб} = 0,02...0,03$.

$$I_{2вст} \geq \frac{2 \cdot 1,2}{0,4 \cdot 2000} \cdot 21,15 = 0,063 \text{ A},$$

Беремо струм спрацьовування захисту: $I_{2.1ПП}^{вст} = 0,1 \text{ A}$ вторинних,
 $I_{2.1ПП}^{вст} = 60 \text{ A}$ первинних.

Струм спрацьовування захисту, що керує ланцюгом відключення:
 $I_{2.2ПП}^{вст} = 2 \cdot I_{2.1ПП}^{вст} = 2 \cdot 0,1 = 0,2 \text{ A}$ вторинних, $I_{2.2ПП}^{вст} = 2000 \text{ A}$ первинних.

Визначаємо коефіцієнт чутливості пуску ланцюгів відключення захисту при двофазному КЗ на протилежному кінці ЛЕП.

$$k_u = \frac{I_{ч.КЗ\min}^2}{I_{ч.вст}^2}, \quad (3.20)$$

де $I_{ч.КЗ\min}^2 = 13500 \text{ A}^2$ – мінімальний струм зворотної послідовності при двофазному КЗ:

$$k_u = \frac{13500}{2000} = 6,75 \geq 2.$$

Так як чутливість набагато більше 2, то елемент реагуючий на I_0 не вводимо.

Для забезпечення надійного керування захистом при пошкодженні на ЛЕП, що захищається повинні бути виконані наступні вимоги [14, 15]:

- при несиметричних КЗ на ЛЕП повинно здійснюватися зрівняння фаз струмів зворотної послідовності;
- як при симетричних так і при несиметричних КЗ на лінії напруга на виході фільтру органу маніпуляції повинна перевищувати мінімальне значення, при якому забезпечується надійна маніпуляція.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		55

$$k \geq k_n \frac{I_{1розр} + I_{навант}}{I_{2розр}},$$

де $I_{навант} = 1200 A$ впродовж 40 с (по даним НЕК «Укренерго»).

$$k_n = 1,5;$$

$$k = 1,5 \frac{2796 + 1200}{1285} = 4,66.$$

○ однофазне КЗ

$$k \geq k_n \frac{I_{навант}}{I_{2розр}} = 1,5 \frac{1200}{1471} = 1,22.$$

- забезпечення при несиметричному КЗ на виході фільтру маніпуляцій напруги, при якій має місце надійна маніпуляція.

Двофазне КЗ на землю:

$$k \geq \frac{I_{1\min} \cdot n_{пс} + I_{розр}}{I_{2розр}} = \frac{120 \cdot 2 + 2796 + 1200}{1285} = 3,3$$

де $I_{1\min} = 2 A$ (для RED670) забезпечення надійного спрацьовування при трифазному КЗ

$$k \geq \frac{3 \cdot \left(0,92 - \frac{I_{1\min} \cdot n_{пс}}{I_{КЗ}^3} \right)}{f_i} = \frac{3 \cdot \left(0,92 - \frac{2 \cdot 120}{4080} \right)}{0,2} = 12,9$$

де $f_i = 0,2$ – похибка ТС (у в.о.);

Остаточно приймаємо коефіцієнт фільтру $k = 13$.

Кут блокування $\varphi_{\delta\delta}$, а отже і струм спрацьовування органу зрівнювання фаз, повинні бути такими, щоб захист не діяв при зовнішніх КЗ та надійно працював при пошкодженнях у зоні, при маючих місце перекручувань фаз. Це перекручування викликається кутовими похибками трансформаторів струму $\Delta\varphi_{мс}$, кутовими похибками органу маніпуляції комплектів захистів $\Delta\varphi_{м}$,

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						57
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

кінцевою швидкістю розповсюдження високочастотних струмів з одного кінця у другий [14, 15]:

$$\varphi = \Delta\varphi_{mc} + \Delta\varphi_m + 0,06L_{ЛЕП}, \quad (3.21)$$

де $\Delta\varphi_{mc} = 5 \text{ ел. град}$; $\Delta\varphi_m = 20 \text{ ел. град}$. для кожного комплекту

$$\varphi = 5 + 2 \cdot 20 + 0,06 \cdot 0,566.$$

У захисті RED670 передбачені три вставки куту блокування: 45 і 60 ел. град.

Остаточно приймаємо кут блокування $\varphi_{\text{бл}} = 45 \text{ ел. град}$.

3.3 Розрахунок і вибір установок диференційного захисту автотрансформатора

Основним захистом автотрансформатора буде диференційний. Завдання диференційного захисту автотрансформатора (ДЗАТ) – визначити, чи знаходиться пошкодження в межах захищеної зони, чи за її межами. Захищена зона обмежена положенням струмових трансформаторів (див. рис. 3.4), і в принципі може включати більше об'єктів, ніж просто трансформатор. Якщо виявлено, що несправність є внутрішньою, несправний автотрансформатор повинен бути швидко відключений від системи.

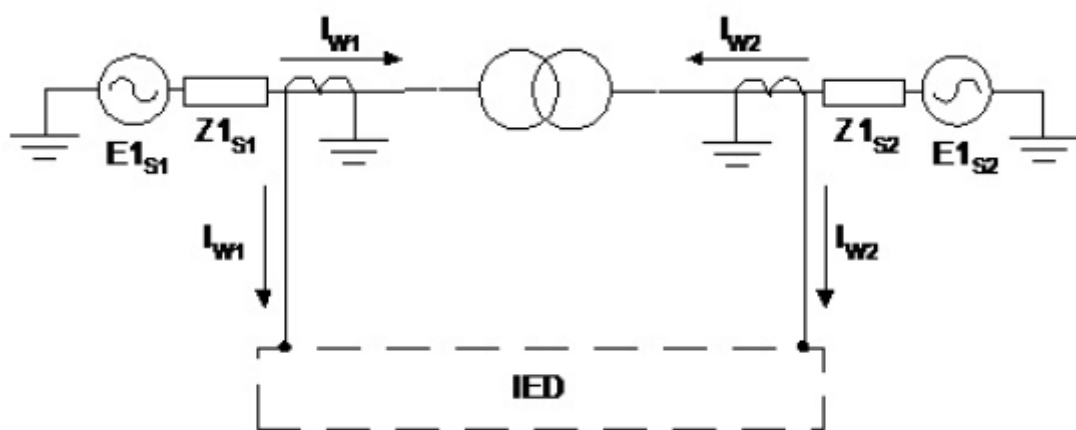


Рисунок 3.4 – Принцип диференційного захисту [20, 21]

ТС, як правило, повинні бути з'єднані зіркою. ТС повинні бути заземлені. Однак внутрішня диференційна функція завжди буде

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						58
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

використовувати опорні напрямки до захищеного автотрансформатора, як показано на рис. 3.4. Таким чином, ДЗАТ завжди внутрішньо вимірюватиме струми з усіх боків силового трансформатора з однаковим опорним напрямком до обмоток силового трансформатора, як показано на рис. 3.4.

Навіть у справному автотрансформаторі струми, що протікають через нього, як правило, не однакові. Це пов'язано зі співвідношенням кількості витків обмоток і групи з'єднань автотрансформатора, що захищається. Тому ДЗАТ повинен спочатку співвіднести всі струми між собою, перш ніж виконувати будь-які розрахунки.

Спочатку виконується компенсація коефіцієнта трансформації трансформатора, що захищається, і групи приєднання, і тільки потім струми порівнюються пофазно. Це робить непотрібними зовнішні допоміжні (проміжні) трансформатори струму. Перетворення всіх струмів на загальну опорну сторону силового трансформатора виконується за допомогою попередньо запрограмованих матриць коефіцієнтів, які залежать від захищеного коефіцієнта трансформації силового трансформатора і групи приєднання. Після введення користувачем векторної групи силового трансформатора, номінальних струмів і напруг, ДЗАТ здатний розрахувати в автономному режимі коефіцієнти матриці, необхідні для виконання онлайн порівняння струмів за допомогою фіксованого рівняння.

На п/ст «Криворізька-330» автотрансформатори працюють з ненавантаженою третинною обмоткою. Вона використовується як зрівняльна. Типове розташування ТС для диференційного захисту такого автотрансформатора показано на рис. 3.5. Тоді автотрансформатор захищається як двообмотковий силовий трансформатор [22].

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						59
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

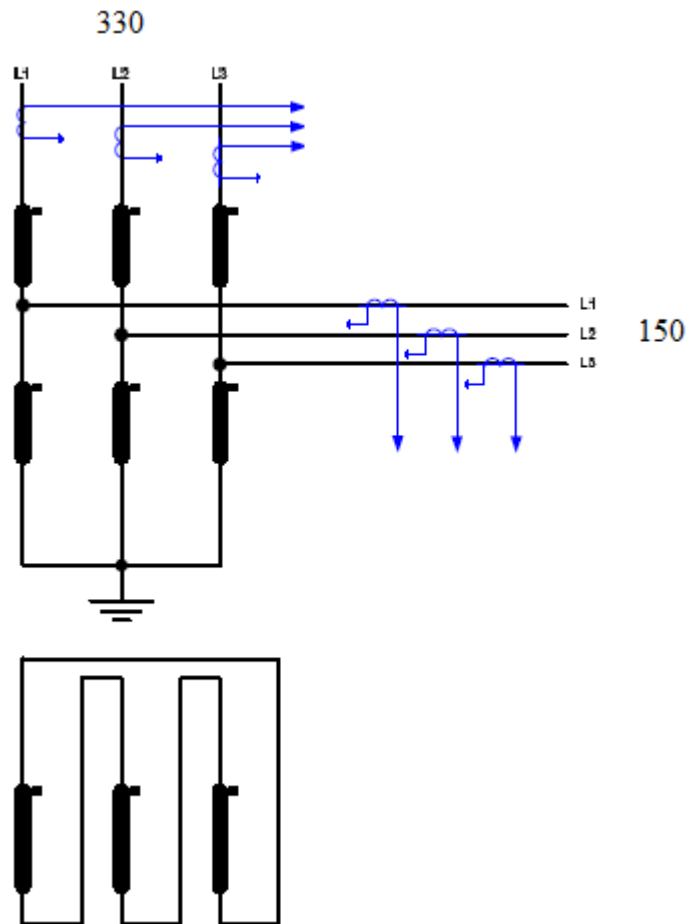
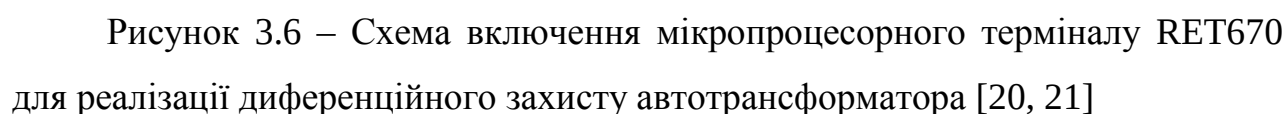


Рисунок 3.5 – Схема диференційного захисту для автотрансформатора з невантаженою третинною обмоткою [22]

Векторна група захищеного автотрансформатора – $YNautod5$, отже, складова напруги холостого ходу позитивної послідовності 150 кВ знаходиться у фазі зі складовою напруги холостого ходу позитивної послідовності 330 кВ. Отже, для такої схеми диференційного захисту векторна група трансформатора повинна бути встановлена як $Yy0$. Струм нульової послідовності повинен бути виключений з обох сторін, оскільки струм нульової послідовності може циркулювати в третинній обмотці, але його величина недоступна для диференційного захисту.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						60
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		



З такими налаштуваннями і конфігурацією RET 670 буде розраховувати диференційні струми (в первинних амперах, що відносяться до сторони 330 кВ) відповідно до наступного матричного рівняння [22]:

$$\begin{bmatrix} I_{d_L1} \\ I_{d_L2} \\ I_{d_L3} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{L1_330} \\ I_{L2_330} \\ I_{L3_330} \end{bmatrix} + \frac{150}{330} \cdot \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{L1_150} \\ I_{L2_150} \\ I_{L3_150} \end{bmatrix}. \quad (3.22)$$

Перевагою цього рішення є те, що не потрібен ТС на стороні третинної обмотки захищеного автотрансформатора.

Порогове значення струму спрацювання (уставка спрацювання захисту) має бути більшим за максимальний струм намагнічування, похибку ТС та нормальний диференційний струм, що може виникнути при несиметрії чи трансформації струму. Для автотрансформаторів цей струм становить близько 15% від номінального, отже вибирається значення близько 0,2...0,3 в.о. Це забезпечує захист від хибних спрацювань при нормальних режимах і плавному включенні.

Для підвищення стійкості до зовнішніх коротких замикань використовується похила характеристика спрацювання (рис. 3.7).

Її суть у тому, що при зростанні струму стабілізації (тобто середнього арифметичного струму з усіх фаз або обмоток) підвищується й поріг спрацювання. Це дозволяє компенсувати викривлення вимірюваного струму через насичення ТС при великих струмах. Кут нахилу визначається як коефіцієнт підсилення і зазвичай вибирається в межах 0,4...0.7. Типове значення для захисту автотрансформаторів становить 0,5. Таким чином, при струмах стабілізації вище 0.7 відносних одиниць (що відповідає значним струмам зовнішнього КЗ) захист спрацює лише за значно вищого диференційного струму.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						62
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

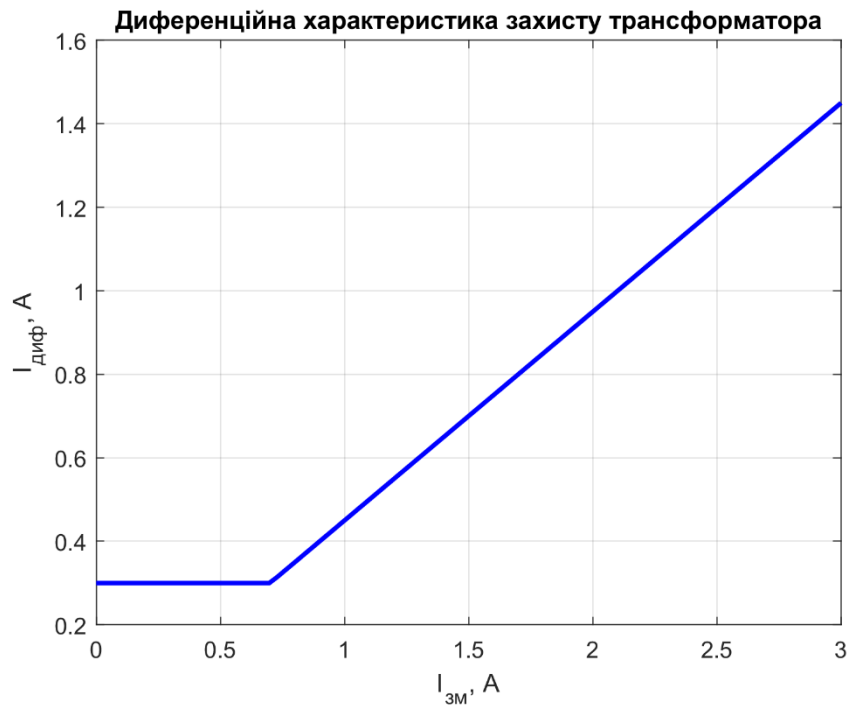


Рисунок 3.7 – Диференційна характеристика захисту автотрансформатора

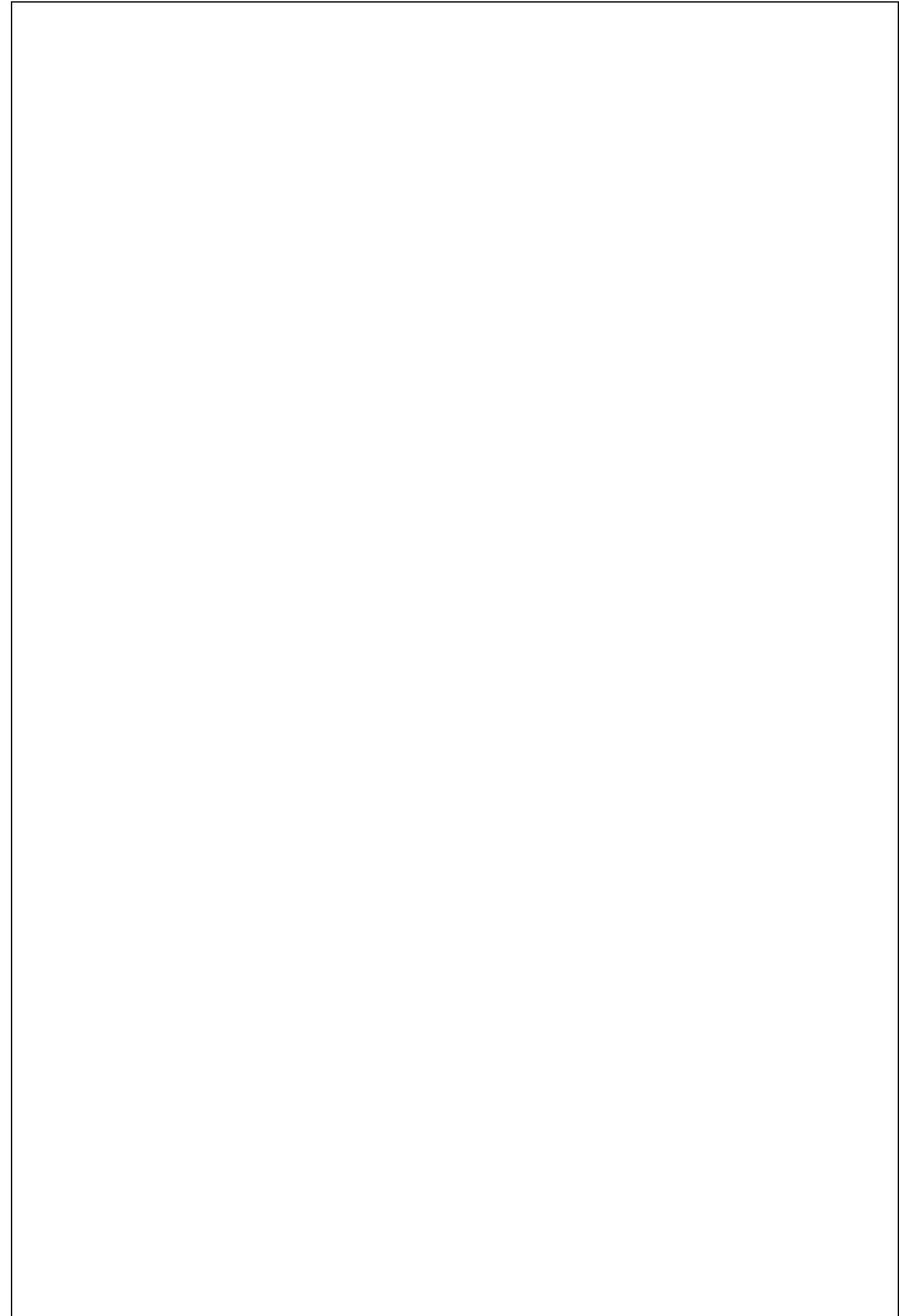
Загальна характеристика виглядає так: якщо струм стабілізації не перевищує 0,7, то поріг спрацювання фіксований і дорівнює 0,3. Якщо ж стабілізація перевищує 0,7, то спрацювання буде за умови, що диференційний струм перевищить $0,3 + 0,5 I_{зм} - 0,7$.

Таким чином, розраховані уставки забезпечують надійне виявлення внутрішніх коротких замикань у будь-якому з діапазонів трансформатора (ВН, СН, НН), водночас гарантують стійкість захисту до зовнішніх впливів. Ці значення є типовими для налаштування мікропроцесорного терміналу, такого як RET670, який реалізує двопохилу характеристику з високою точністю.

Висновки до розділу

У розділі модернізовано систему релейного захисту п/ст «Криворізька-330 шляхом впровадження мікропроцесорних терміналів АВВ. Зроблено розрахунок уставок диференційного, дистанційного та максимального струмового захистів живлячих підстанцію ліній електропередачі, а також диференційного захисту автотрансформаторів. Наведено схеми включення терміналів REL670, RED670 і RET670.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						63
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		



					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						64
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Висновки

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата	Висновки			
Розроб.		Ошевський С.В.						
Перевір.		Михайленко О.Ю.						
Н.контр.		Михайленко О.Ю.						
Затверд.		Пересунько І.І.			ЗЕЕМ-22ск			
					Літ.	Аркуш	Аркушів	
					н	65		

ВИСНОВКИ

1. Модернізація релейного захисту підстанції «Криворізька-330» за допомогою мікропроцесорних терміналів значно підвищує надійність і ефективність роботи енергосистеми, зменшуючи ризик помилкових спрацьовувань і забезпечуючи точне виявлення аварійних режимів.

2. Розрахунки струмів короткого замикання та вибір обладнання підтверджують, що запропоновані технічні рішення забезпечують електродинамічну та термічну стійкість обладнання підстанції.

3. Впровадження сучасних цифрових рішень, таких як диференційний, дистанційний та струмовий захисти, дозволяє адаптувати систему до складних режимів роботи, включаючи інтеграцію відновлюваних джерел енергії.

4. Розроблена система мікропроцесорного захисту демонструє здатність виявляти високоомні замикання з точністю до 0,5 Ом, що на 30% ефективніше порівняно з традиційними системами, особливо важливо для виявлення пошкоджень на довгих ЛЕП.

5. Використання комплектних розподільчих пристроїв Siemens 8DQ1 та 8DN8 у поєднанні з новими системами захисту дозволяє зменшити площу, займану обладнанням, на 25% порівняно з традиційними відкритими розподільчими пристроями.

6. Впровадження системи дозволить забезпечити відповідність вимогам ENTSO-E щодо часу спрацьовування захистів (менше 60 мс) та точності визначення місця пошкодження (± 100 метрів для ліній довжиною до 50 км).

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						66
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Список використаної літератури

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата	Список використаної літератури			
Розроб.		Ошевський С.В.						
Перевір.		Михайленко О.Ю.						
Н.контр.		Михайленко О.Ю.						
Затверд.		Пересунько І.І.			ЗЕЕМ-22ск			
					Літ. Аркуш Аркушів			
					Н 67			

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Про компанію НЕК «Укренерго». НЕК «Укренерго»: веб-сайт. URL: https://ua.energy/pro_kompaniyu/ (дата звернення: 27.05.2025).
2. ПС 330 КВ «КРИВОРІЗЬКА». НЕК «Укренерго»: веб-сайт. URL: https://ua.energy/energo_substation/ps-330-kv-kryvorizka/ (Дата звернення: 21.02.2022).
3. Однолінійна схема підстанції ПС 330 КВ «КРИВОРІЗЬКА». НЕК «Укренерго»: веб-сайт. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/05/Kryvorizka.pdf> (Дата звернення: 22.05.2025).
4. Генплан ЕС ПС 330 КВ «КРИВОРІЗЬКА». НЕК «Укренерго»: веб-сайт. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/05/Gen.Plan-PS-330kV-Kryvorozhskaya-Kyrovskaya.pdf> (Дата звернення: 22.05.2025).
5. Шкрабець Ф.П., Плешков П.Г. Основи електропостачання. Навчальний посібник. Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2010. 408 с.
6. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко. Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. 183 с.
7. Омельчук А.О. Електрична частина станцій і підстанцій: навч. посібник. Київ: ЦП «КОМПРИНТ», 2017. 479 с.
8. Автотрансформатори, силові трансформатори. ВАТ «Автоформула Центр»: веб-сайт. URL: <http://afc.net.ua/45/isobathinconvenient.expert/> (дата звернення: 14.05.2025).
9. Типові проектні рішення 407-03-433.87 Установчі креслення трансформаторів 330 кВ. Альбом 1. Ч.1. 1987. С. 56-57.
10. Бржезицький В.О., Зелінський В.Ц., Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є. Електричні апарати: підручник. Херсон : ОЛДІ-ПЛЮС, 2017. 602 с.
11. Комплектні розподільні пристрої з елегазовою ізоляцією типу 8DQ1 420 кВ, 63 кА, 4000 А. Технічні характеристики Siemens AG, 2011. 2 с.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						68
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

12. Комплектні розподільчі пристрої з елегазовою ізоляцією типу 8DN8 до 170 кВ, 63 кА, 4000 А. Siemens AG, 2011. 20 с.
13. Махлін П.В., Костенко С.Ю., Кузьменко О.П. Інтелектуальні пристрої релейного захисту та автоматики: навч. посібник. Запоріжжя : НУ «Запорізька політехніка», 2020. 256 с.
14. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2013. 533 с.
15. Рубаненко О.Є., Рубаненко О.О., Гунько І.О. Релейний захист та автоматика електричних станцій : електронний навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2023. 125 с.
16. Line distance protection REL670 Version 2.2 ANSI Application manual. Hitachi. 814 p.
17. Line distance protection REL670 Version 2.2 IEC Technical manual. Hitachi. 1486 p.
18. Line differential protection RED670 Version 2.2 IEC Application manual. Hitachi. 928 p.
19. Line differential protection RED670 Version 2.2 IEC Technical manual. Hitachi. 1658 p.
20. Transformer protection RET670 Version 2.2 ANSI Application manual. Hitachi. 972 p.
21. Transformer protection RET670 Version 2.2 IEC Technical manual. Hitachi. 1656 p.
22. Differential Protection Schemes for Auto-Transformers. SA2008-000519 rev. A. 38 p.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.25.251с-07	Арк.
						69
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		