

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

**ПОГОДЖЕНО**  
Директор ІНІ енергетики,  
автоматики і енергозбереження

\_\_\_\_\_ **Віктор Каплун**  
(підпис)  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 р.

**ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ**  
Завідувач кафедри  
інженерії енергосистем

\_\_\_\_\_ **Євген Антипов**  
(підпис)  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 р.

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему: «Керування уставками струмів короткого замикання системи електропостачання на вводі ГПП 110/10 кВ в умовах зміни навантаження від 30% до 110%»

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
(код і назва)

Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(назва)

Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна  
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

**Гарант освітньої програми**

К.Т.Н., доцент  
(науковий ступінь та вчене звання)

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Сергій Усенко  
(ПІБ)

**Керівник магістерської кваліфікаційної роботи**

Д.Т.Н., проф.  
(науковий ступінь та вчене звання)

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Валерій Кривоносов  
(ПІБ)

**Виконав**

\_\_\_\_\_  
(підпис)

Владислав Петренко  
(ПІБ)

**КИЇВ – 2025**

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

інженерії енергосистем

К.Т.Н., доц.

(ступінь, звання)

(підпис)

Євген Антипов

(ПІБ)

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

**ЗАВДАННЯ**

**ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ**

**Петренку Владиславу Володимировичу**

(прізвище, ім'я, по батькові)

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
(код і назва)

Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(назва)

Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна  
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Тема магістерської роботи **«Керування уставками струмів короткого замикання системи електропостачання на ввіді ГПП 110/10 кВ в умовах зміни навантаження від 30% до 110%»** затверджена наказом ректора Національного університету біоресурсів і природокористування України від 18.11.2024 р. № 2061 "С"  
Термін подання завершеної роботи на кафедру 14. 11 . 2025 р  
(рік, місяць, число)

Вихідні дані до магістерської роботи: однолінійна схема ГПП 110/10 кВ, параметри силових трансформаторів, короткозамикальна потужність на шині 110 кВ, опори ліній 10 кВ, характеристики навантаження в діапазоні 30–110%,

Перелік питань, що підлягають дослідженню:

1. Аналіз існуючих рішень в сфері уставок струмів КЗ.
2. Розрахунок струмів КЗ та керування уставками струмів КЗ.
3. Опис факторів, що можуть впливати на систему

Перелік графічного матеріалу: презентація виконана в програмному забезпеченні MS PowerPoint

Дата видачі завдання «\_\_» \_\_\_\_\_ 2024 р.

Керівник магістерської роботи: \_\_\_\_\_

Валерій Кривонос

Завдання прийняв до виконання \_\_\_\_\_

Владислав Петренко

## РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота: 64 с., 7 рис., 31 джерело

Сучасні електроенергетичні системи стикаються з постійним зростанням навантажень, більш складними операційними процедурами та все більш високими вимогами до надійності. Таким чином, керування правильними уставками струмів короткого замикання на вводах головних понижувальних підстанцій 110/10 кВ стає все більш важливим. Схеми можуть викликати проблеми, такі як порушення селективності, зниження чутливості, збільшення часу ліквідації аварії або навіть повне неусунення. Це загрожує обладнанням, персоналом і безперервною роботою промислових і важливих споживачів.

**Метою роботи** є розробка та аналіз технічних рішень щодо керування уставками струмів короткого замикання системи електропостачання на вводі ГПП 110/10 кВ в умовах зміни навантаження від 30% до 110%.

**Об'єкт дослідження** - система електропостачання промислового об'єкта, що приєднується до мережі через головну понижувальну підстанцію 110/10 кВ з динамічним режимом навантаження.

**Предмет дослідження** - процеси формування та адаптації уставок струмів короткого замикання залежно від зміни навантаження, характеристик трансформаторів, струмів КЗ та параметрів мережі 110/10 кВ.

В ході виконання роботи буде виконано наступні етапи: аналіз вже існуючих рішень у цій галузі, виокремлення особливостей при роботі з уставками струмів короткого замикання, розрахунок струмів короткого замикання та керування уставками струмів КЗ, аналіз результатів та опис факторів, що можуть впливати на систему

**Результати дослідження** можуть бути використані для модернізації систем релейного захисту на енергетичних об'єктах, оптимізації роботи ГПП 110/10 кВ у режимах змінного навантаження, підвищення селективності, чутливості та швидкодії захисних пристроїв.

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	8
РОЗДІЛ 1 .....	10
АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ РІШЕНЬ У ГАЛУЗІ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА КЕРУВАННЯ УСТАВКАМИ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ.....	10
1.1. Специфіка функціонування систем електропостачання в умовах змінного навантаження.....	10
1.2. Класичні та сучасні підходи до формування уставок струмових захистів 10	
1.3. Технологічні платформи мікропроцесорних пристроїв релейного захисту (РРЗА) .....	13
1.4. Адаптивний релейний захист та сучасні цифрові підстанції .....	14
Висновок до розділу 1 .....	16
РОЗДІЛ 2 .....	17
ОСОБЛИВОСТІ ФОРМУВАННЯ ТА КЕРУВАННЯ УСТАВКАМИ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ.....	17
2.1. Основні поняття про струми короткого замикання та принципи їх розрахунку. ....	17
2.2. Режими роботи системи електропостачання при навантаженні 30-110% 18	
2.3. Компоненти системи релейного захисту та їх роль у формуванні уставок.....	19
2.4. Приклад технічних характеристик ГПП 110/10 кВ (трансформатори, схеми шин, РРЗА).....	21
2.5. Максимальний струмовий захист та струми відсічення .....	22

2.6. Використання трансформаторів струму (ТС) у системах РЗА. Похибки та класи точності .....	23
2.7. Алгоритми адаптивної зміни уставок залежно від навантаження .....	24
Висновок до розділу 2 .....	25
РОЗДІЛ 3 .....	27
РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ТА ВИЗНАЧЕННЯ УСТАВОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ .....	27
3.1. Розрахунок навантаження ГПП 110/10 кВ у діапазоні 30–110% .....	27
3.2. Визначення короткозамикальної потужності та еквівалентного опору системи 110 кВ .....	29
3.4. Розрахунок мінімальних та максимальних струмів КЗ для різних режимів навантаження.....	36
3.5. Розрахунок та вибір уставок МСЗ, відсічки, резервного захисту .....	38
3.6 Побудова залежностей: навантаження – струм КЗ – уставка захисту ....	41
Висновок до розділу 3 .....	43
РОЗДІЛ 4 .....	45
АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ТА ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ УСТАВКАМИ .....	45
4.1 Узагальнення результатів проведених розрахунків .....	45
4.2 Зведена порівняльна таблиця робочих та аварійних режимів.....	45
4.3 Оцінка надійності, чутливості та селективності захисту у різних навантажувальних режимах: .....	47
РОЗДІЛ 5 .....	49
ФАКТОРИ, ЩО ВПЛИВАЮТЬ НА ЕФЕКТИВНІСТЬ РОБОТИ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ В УМОВАХ ЗМІННОГО НАВАНТАЖЕННЯ.....	49

5.1 Температурні фактори та вплив нагріву трансформаторів на короткозамикальні струми .....	49
5.2 Вплив якості електроенергії, гармонік та викривлення струмів на спрацювання ПРЗА .....	50
5.3. Характер добових профілів навантаження та їх вплив на чутливість захисту .....	53
5.4. Вплив роботи декількох джерел живлення (системна напруга, резервний трансформатор) .....	56
Висновки до розділу 5 .....	58
ВИСНОВКИ.....	59
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	61

## ВСТУП

У роботі розглядаються проблеми, пов'язані з управлінням уставками струмів короткого замикання в системах із змінним навантаженням. У цьому методі використовується режимний аналіз мережі 110/10 кВ, ретельний розрахунок струмів короткого замикання, оцінка чутливості та селективності релейного захисту в умовах змінного струму. Запропонована стратегія враховує технічні параметри трансформаторів, конфігурацію ГПП, добовий профіль навантаження та вплив активної та реактивної складових на формування струмів КЗ.

Зростання вимог до надійності енергопостачання, зростання нерівномірності навантажень і широке використання перетворювальних пристроїв роблять цю тему актуальною. Струми в гілках мережі змінюються за рахунок нагріву та коефіцієнтів навантаження при навантаженні від 30 до 110%. Це впливає на величину короткозамикальних струмів. В таких умовах фіксовані уставки релейного захисту часто втрачають чутливість у низьких режимах і селективність у високих, що вимагає використання адаптивних методів управління параметрами захисту.

Мета дослідження полягає в тому, щоб розробити ефективний і обґрунтований метод керування уставками струмів короткого замикання на вводах ГПП 110/10 кВ, враховуючи зміни режиму навантаження та особливості мережі. У дослідженні розроблено критерії для оцінки чутливості та селективності пристроїв релейного захисту, створено математичну модель зміни струмів короткого замикання в діапазоні від 30–110%, розроблено модель зміни струмів короткого замикання та запропоновано алгоритм адаптивної корекції уставок, заснований на режимних показниках реального часу.

У роботи систематизовано звичайні режими навантаження ГПП 110/10 кВ, а також визначено типові добові профілі та параметри, які впливають на короткозамикальні струми: опір системи, глибина регулювання напруги, температурна залежність трансформаторів і конфігурація розподільчих шин. Стандарти техніко-експлуатаційної оцінки уставок захисту включають чутливість, максимально допустимий струм відсічення, селективність, часовий резерв і стійкість

до помилкових спрацювань. Функціональна залежність зміни уставок від величини навантаження була розроблена на основі аналізу режимних розрахунків. Це дозволяє підтримувати найкращі параметри захисту в усьому робочому діапазоні.

Метод, який використовується, забезпечує удосконалений метод порівняння та вибору параметрів релейного захисту в умовах змінного навантаження. У режимах високої завантаженості (90–110) адаптивні уставки забезпечують достатній часовий резерв селективності навіть за зростанням струмів короткого замикання. З іншого боку, у режимах низького навантаження (до 40%) адаптивні уставки підвищують чутливість до однофазних замикань на землю та міжфазних КЗ зі зменшеним струмом.

Запропонована модель забезпечує узгодженість між режимними, тепловими та селективними вимогами, враховує зміну струмів КЗ у реальних умовах експлуатації та зменшує невизначеність при виборі уставок. Перевагою є можливість адаптувати алгоритм під конкретний об'єкт. Це може стосуватися таких речей, як параметри трансформаторів струму, системи АСКОЕ та SCADA, а також функції самодіагностики мікропроцесорних пристроїв релейного захисту. Обмеження дослідження стосуються припущень щодо стабільності характеристик трансформаторів і несуттєвості гармонік у мережі. Подальша робота передбачає впровадження методів машинного аналізу реальних режимних даних і інтеграцію з цифровими підстанціями класу ІЕС 61850.

Інтегрована методика визначення адаптивних уставок релейного захисту підвищує надійність, скорочує час ліквідації аварій і оптимізує роботу систем електропостачання в широкому діапазоні навантаження. Для уточнення моделей керування рекомендується використовувати розроблений метод на стадії модернізації підстанцій і впровадження мікропроцесорних ПРЗА. Крім того, необхідно провести натурні вимірювання струмів КЗ і режимних параметрів.

**Ключові слова:** релейний захист; уставки струмів; КЗ; ГПП 110/10 кВ; адаптивне керування; селективність; чутливість; струми КЗ, РПН, МПРЗА, ВДЕ.

## РОЗДІЛ 1

### АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ РІШЕНЬ У ГАЛУЗІ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТА КЕРУВАННЯ УСТАВКАМИ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

#### 1.1. Специфіка функціонування систем електропостачання в умовах змінного навантаження

Сучасні системи електропостачання працюють у режимах, що постійно змінюються залежно від добового графіка споживання, технологічних процесів та роботи електродвигунів і перетворювальних пристроїв. Ці фактори та коливання навантаження призводять до змін в системі, а саме: зміни робочих струмів, напруги та струмів короткого замикання. Що в свою чергу дестабілізує роботу релейного захисту.

Результатом зменшення навантаження на систему є збільшення еквівалентного опору мережі та зменшення струмів КЗ, що знижує чутливість струмових захистів. В протиположності цьому при високих навантаженнях відбувається значне зростання робочих і аварійних струмів, що в свою чергу несе за собою зменшення часових запасів селективності та підвищення ризику неселективних спрацювань. Це все створює особливі вимоги до трансформаторів, кабельних ліній і пристроїв захисту.

Зміна в навантаженні несе за собою багато наслідків, серед яких: зміни в роботі трансформаторів, перемиканням секцій або зміною положення РПН. Через це відбуваються зміни в еквівалентному опорі мереж та зміни величин струмів КЗ. Як наслідок, фіксовані уставки релейного захисту не завжди забезпечують необхідну чутливість і селективність.

#### 1.2. Класичні та сучасні підходи до формування уставок струмових захистів

Формування уставок струмових захистів є ключовим етапом забезпечення надійності та селективності електричних мереж. Класичні підходи базуються на

ручних розрахунках та використанні симетричних складових, тоді як сучасні методи орієнтовані на автоматизацію, адаптивність і врахування нових джерел енергії.

#### **Характеристики класичних підходів:**

- Розрахунок уставок відбувається вручну, з використанням методів симетричних складових та еквівалентних схем [1, 2].
- Найбільше уваги приділяється саме забезпеченню селективності та чутливості захисту для традиційних мереж з одностороннім живленням [1, 2].
- Не враховуються похибки трансформаторів струму/напруги, складнощі при зміні топології мережі, обмежена ефективність у мережах з розподіленою генерацією [1].

#### **Характеристики сучасних підходів:**

- Автоматизація та адаптивність (використання цифрових моделей, автоматичних систем розрахунку уставок)
- Оптимізація та інтелектуальні алгоритми (застосування генетичних алгоритмів, гібридних методів, машинного навчання для оптимального вибору уставок і мінімізації часу спрацювання)
- Врахування нових джерел енергії (розробка методик для мереж з ВДЕ, що враховують їхні особливості) [2].
- Інтелектуальні системи (використання цифрових тіней, нейронних мереж для моделювання аварійних режимів і корекції уставок у реальному часі) [3].

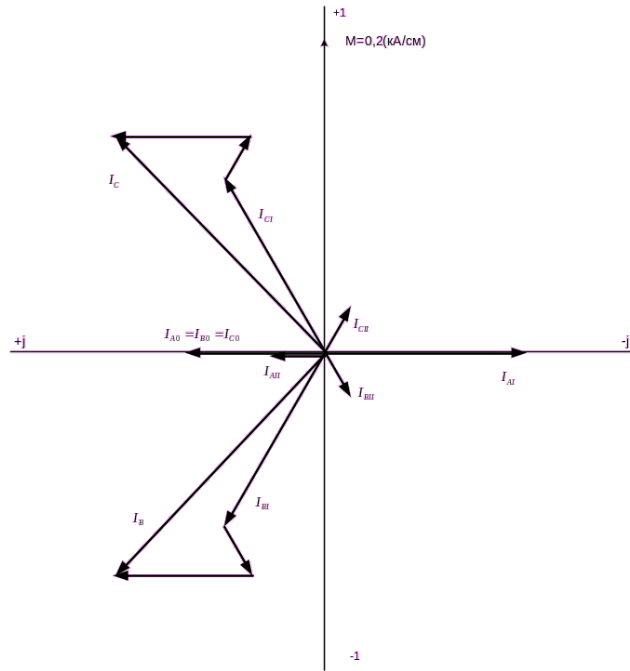


Рис. 1.1. – Приклад застосування методу симетричних складових для розрахунку уставок

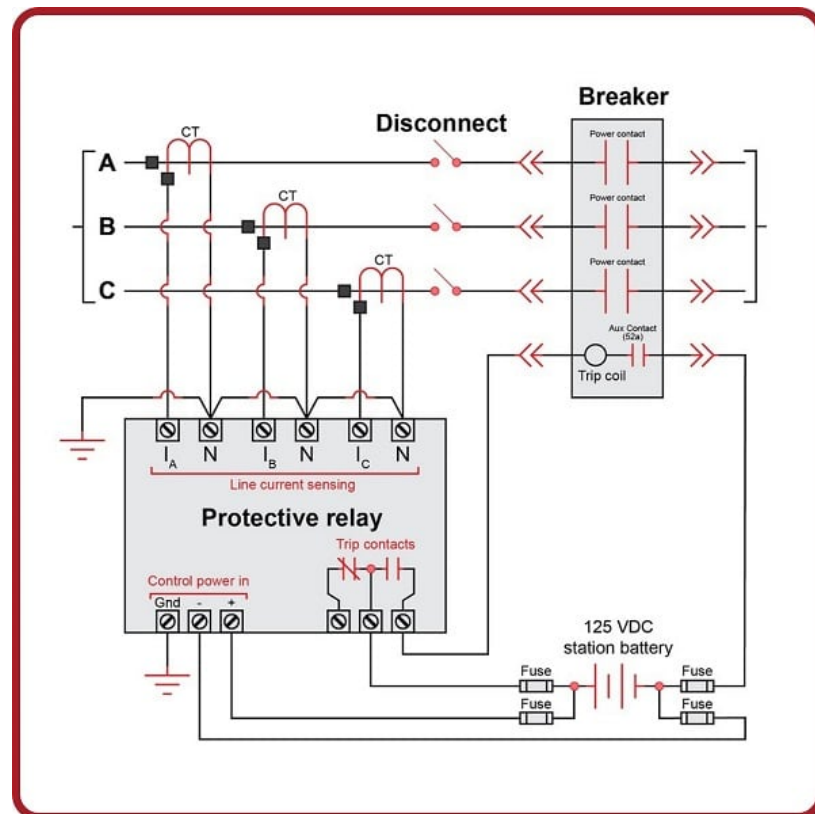


Рис. 1.2. – Приклад застосування сучасних методів для розрахунку уставок

### 1.3. Технологічні платформи мікропроцесорних пристроїв релейного захисту (ПРЗА)

Мікропроцесорні пристрої релейного захисту (МППЗА) є основою сучасних систем автоматизації енергетики, що забезпечують гнучкість та надійність у використанні.

Основні типи технологічних платформ:

- **Закриті платформи:** Традиційно використовуються спеціалізовані мікропроцесори, DSP, ARM-ядра, з власними ОС і протоколами. Вони мають високу надійність, але дуже не гнучкі і складні у своїй модернізації. [4]
- **Відкриті архітектури:** Використання FPGA, Arduino, SoC, відкритих протоколів (IEC 61850, IEC 60870-5), що додає модульності в систему, знижує вартість і підвищує адаптивність. [5, 6]
- **Модульні та мережеві рішення:** Платформи з незалежними інтелектуальними модулями, об'єднаними CAN-шиною чи Ethernet, забезпечують масштабованість і простоту обслуговування.

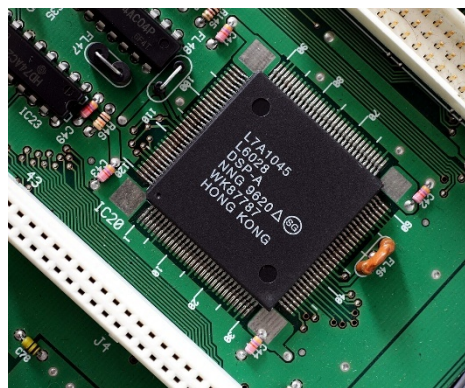


Рис. 1.3. – Приклад DSP



Рис. 1.4. – Приклад Arduino

Сучасні тенденції:

- Інтеграція IoT: Відкриті платформи з підтримкою Інтернету речей дозволяють віддалений моніторинг, діагностику та гнучке керування. [5]
- Використання FPGA та SoC: Підвищують швидкодію, забезпечують апаратне прискорення алгоритмів захисту, скорочують час реакції. [5]
- Модульність і універсальність: Можливість налаштування під різні задачі, підтримка різних типів датчиків і комунікацій. [6]

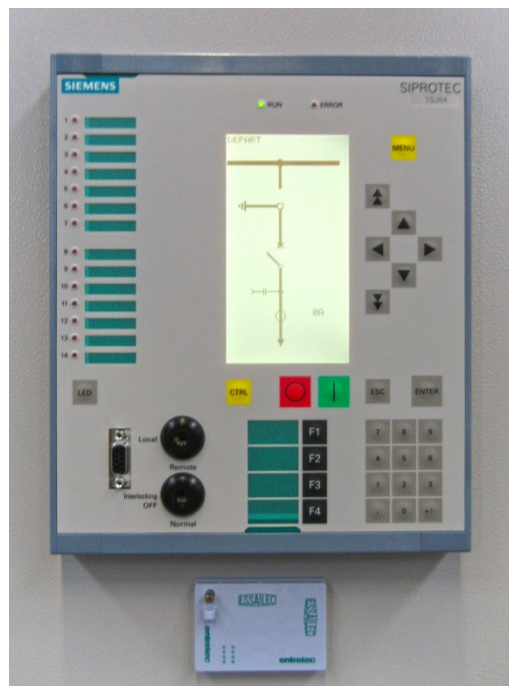


Рис. 1.5. – Мікропроцесорний пристрій захисту

#### 1.4. Адаптивний релейний захист та сучасні цифрові підстанції

Адаптивний релейний захист (АРЗ) займає основну роль у забезпеченні автоматичного підлаштування параметрів захисту, та дозволяє інтегрувати ВДЕ та складні топології у систему. Сучасні цифрові підстанції майже завжди мають впроваджені АРЗ, що підвищує їх надійність, швидкість та гнучкість.

Основні принципи та архітектури адаптивного захисту: [7,8]

- Централізовані та децентралізовані рішення - перенесення логіки захисту з окремих пристроїв у центральний обчислювальний вузол значно підвищує гнучкість і спрощує впровадження адаптивних алгоритмів.
- Модульність і повторне використання - архітектури з самостійними модулями дозволяють легко інтегрувати нові функції та знижують ризики для критичних систем.
- Використання стандарту IEC 61850 - забезпечує інтероперабельність пристроїв різних виробників, швидкий обмін даними та підтримку адаптивних алгоритмів.

Технологічні можливості цифрових підстанцій: [4,8]

- Висока швидкодія - затримки спрацювання захисту в цифрових підстанціях не перевищують 1,5–2 мс, що не впливає на надійність захисту.
- Інтелектуальні пристрої (IED) - дозволяють реалізувати складні адаптивні алгоритми, обмінюватися даними між різними вузлами та автоматично змінювати уставки.



Рис. 1.6. – Приклад сучасної цифрової підстанції

## Висновок до розділу 1

В ході аналізу показано, що змінність навантаження в діапазоні від 30 до 110 % значно впливає на параметри мережі, зокрема на робочі та аварійні струми. Це робить забезпечення чутливості та селективності традиційних струмових захистів більш складним завданням. Хоча класичні методи формування уставок все ще є основними, вони менш ефективні за умови додавання в систему ВДЕ або зміни топології.

Сучасні тенденції модернізації релейного захисту спрямовані на впровадження автоматизованих, адаптивних та інтелектуальних алгоритмів, які мають здатність змінювати уставки відповідно до стану мережі в реальному часі. Точні вимірювання, швидка реакція та інтеграція з цифровими підстанціями забезпечуються мікропроцесорними ПРЗА, які працюють працюють на різноманітних платформах.

Основою для підвищення надійності, гнучкості та автоматизації мереж є впровадження адаптивного релейного захисту

## РОЗДІЛ 2

### ОСОБЛИВОСТІ ФОРМУВАННЯ ТА КЕРУВАННЯ УСТАВКАМИ СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

**2.1. Основні поняття про струми короткого замикання та принципи їх розрахунку.**

Струми короткого замикання (СКЗ) — це струми, що виникають у електричних мережах при аварійному з'єднанні фаз між собою або із землею, коли опір кола різко зменшується. Величина СКЗ значно перевищує номінальні струми і є критичною для вибору та налаштування захисних пристроїв, розрахунку електрообладнання та забезпечення безпеки системи [9].

Основні поняття: [10,11,12]

- Типи коротких замикань: Трифазні, двофазні, однофазні на землю, міжфазні.
- Компоненти СКЗ: Складається з перехідної та усталеної складових, а також постійної компоненти, що зникає з часом.
- Вплив параметрів мережі: Величина СКЗ залежить від напруги, опору та реактивного опору елементів мережі, а також від типу джерел живлення.

Методи розрахунку: [10, 13, 14]

- Метод еквівалентного джерела напруги (IEC 60909): Стандартний підхід, що враховує еквівалентну напругу та імпедансів для визначення початкового значення СКЗ.
- Метод накладання: Враховує всі джерела живлення та їхній внесок у струм КЗ.
- Транз'єнтний аналіз: Дозволяє визначити зміну СКЗ у часі, особливо важливо для проектування захисту.
- Сучасні підходи: Для мереж із ВДЕ та перетворювачами використовують моделі з урахуванням їх специфіки, наприклад, load-flow-based або алгоритми на основі штучного інтелекту.

Таблиця 2.1. – Спрощений опис основних етапів розрахунку СКЗ:

Етап	Опис
Визначення типу КЗ	Вибір схеми та місця КЗ
Побудова еквівалентної схеми	Врахування всіх елементів мережі
Розрахунок імпедансів	Визначення опорів та реактивностей
Обчислення СКЗ	Застосування формул (наприклад, $I_{кз} =$

## 2.2. Режими роботи системи електропостачання при навантаженні 30-110%

Робота системи електропостачання в діапазоні навантажень 30-110% охоплює як нормальні, так і аварійні та пікові режими. Від правильного управління цими режимами залежить якість електроенергії, надійність живлення та ефективність використання обладнання.

Основні режими роботи при різних навантаженнях:

- Низьке навантаження (30–60%) - система працює з підвищеним коефіцієнтом потужності, зменшуються втрати, але можливе погіршення якості напруги через домінування реактивної складової. Важливо оптимізувати компенсацію реактивної потужності для зменшення втрат.[15]
- Номінальне навантаження (60–100%): Оптимальні умови для роботи обладнання, мінімальні втрати, стабільна напруга та частота. Система найбільш ефективна за енергетичними показниками.[16]
- Перевантаження (100–110%): Зростає ризик перегріву трансформаторів, збільшуються втрати, можливі аварійні відключення. Для запобігання пошкодженням застосовують автоматичне відключення або підключення резервних джерел.[17]

Таблиця 2.2. - Методи оптимізації та підвищення надійності:

Метод	Результат використання
Компенсація реактивної потужності	Зменшує втрати, покращує напругу
Підключення резервних джерел	Знижує навантаження на лінії, білізує напругу

Автоматичне відключення навантаження	Захист від перевантажень, обігання аваріям
--------------------------------------	--

Вплив навантаження на якість електроенергії:

- При низьких і високих навантаженнях зростає ймовірність появи гармонік, погіршення коефіцієнта потужності та збільшення втрат.
- Для промислових споживачів важливо враховувати несиметрію фаз і вплив нелінійних навантажень.

### 2.3. Компоненти системи релейного захисту та їх роль у формуванні уставок

Система релейного захисту складається з кількох ключових елементів, кожен з яких впливає на точність вимірювання, швидкодію та правильність вибору уставок.

#### 1. Трансформатори струму (ТТ) і напруги (ТН) [18]

Роль:

- визначають реальні значення струмів і напруг, що надходять на захист;
- похибки ТТ впливають на чутливість, особливо при низьких струмах КЗ;
- вибір коефіцієнтів перетворення задає масштаб уставок.

#### 2. Вимірювальні органи та алгоритми

У цифрових МПРЗА реалізовані у вигляді програмних модулів, що обробляють сигнали ТТ/ТН.

Роль:

- визначають миттєві та діючі значення струмів;
- виконують фільтрацію та виділення симетричних складових;
- забезпечують коректну роботу критеріїв спрацювання при несиметричних

КЗ.

#### 3. Логічні та обчислювальні модулі

Реалізують логіку «спрацювати / не спрацювати».

Роль:

- формують часові та струмові характеристики;

- забезпечують селективність між ступенями захисту;
- дозволяють адаптувати уставки залежно від режиму (у сучасних АРЗ).

#### 4. Комунікаційні інтерфейси

CAN, Ethernet, IEC 61850.

Роль:

- передають виміряні параметри й сигнали між пристроями;
- впливають на затримку спрацювання, що враховується при виборі часових уставок;
- дозволяють реалізувати централізоване або розподілене налаштування уставок.

#### 5. Виконавчі елементи

Забезпечують фізичне вимкнення вимикача.

Роль:

- впливають на вибір часу спрацювання (враховується механічний час вимикача);
- задають граничні швидкодії, від яких залежить мінімальна допустима уставка часу.

#### 6. Канали живлення та резервування

Живлення ПРЗА (АКБ, зарядні пристрої, резервні блоки).

Роль:

- визначають надійність роботи захисту при аваріях;
- впливають на стратегію резервування уставок та вибір режимів відмовостійкості.

## 2.4. Приклад технічних характеристик ГПП 110/10 кВ (трансформатори, схеми шин, РРЗА)

Для головної понижувальної підстанції (ГПП) 110/10 кВ характерні такі основні компоненти: силові трансформатори, схеми шин та пристрої релейного захисту й автоматики (ПРЗА).

Таблиця 2.3. – Характеристики трансформаторів:

Параметр	Значення (приклад)
Тип	ТДТН-16000/110, ТРДН-25000/110
Номінальна потужність	16 000–25 000 кВА
Напруга ВН/НН	110/10 кВ
Схема та група з'єднання	Y <sub>н</sub> /Δ-11 або Y <sub>н</sub> /Y <sub>н</sub> /Δ-0-11
Напруга короткого замикання	10,5–17,5 %
Ступені регулювання РПН	±9×1,78% або ±4×2,52%
Втрати КЗ/холостого ходу	100–120 кВт / 19–22 кВт
Габарити, маса	~6×4×5 м, 45–49 т

Схеми шин: [19]

- Найпоширеніші схеми - одна система шин, дві системи шин, схема з обходною (резервною) шиною.
- Вибір схеми - залежить від вимог до надійності, гнучкості та можливості ремонту без відключення споживачів.
- Сучасні підходи - застосування компактних повітряних або газоізолюваних розподільчих пристроїв для зменшення площі підстанції.

Пристрої релейного захисту та автоматики (ПРЗА): [20]

- Основні види захисту - струмовий швидкодіючий, газовий, диференціальний поздовжній, захист шин.
- Типові пристрої - мікропроцесорні реле, автоматичне повторне включення, автоматика відключення навантаження.
- Надійність - сучасні ПРЗА забезпечують високу швидкодію та селективність, знижують ризик аварій.



Рис. 2.1. - SSZ11-40000/110

## 2.5. Максимальний струмовий захист та струми відсічення

Максимальний струмовий захист (МСЗ) і струми відсічення — це основні елементи релейного захисту, які забезпечують швидке відключення пошкоджених ділянок електричної мережі при коротких замиканнях або перевантаженнях. Їх правильне налаштування критично важливе для надійності та селективності захисту.

Принцип дії максимального струмового захисту:

- Максимальний струмовий захист спрацьовує, коли струм у лінії перевищує задану уставку, що визначається з урахуванням максимального робочого струму, коефіцієнта надійності (1,25–1,5) та особливостей навантаження (наприклад, пускові струми двигунів).[21]

- Уставка струму захисту повинна бути більшою за максимальний можливий робочий струм, щоб уникнути хибних спрацювань, але меншою за мінімальний струм короткого замикання для гарантованого відключення.[22]

Таблиця 2.4. - Струми відсічення (миттєвий захист):

Параметр	Формула/Діапазон	Примітки
----------	------------------	----------

Уставка МСЗ	$I_{уст} \geq K_{rel} \times K_{M.s} \times I_{L.max}$	$K_{rel} = 1,25-1,5; K_{M.s} > 1$
Уставка ічення	$I_{відс} \geq 1,2-1,5 \times I_{к.з.мін}$	$I_{к.з.мін}$ — мінімальний струм

## 2.6. Використання трансформаторів струму (ТС) у системах РЗА.

### Похибки та класи точності

Трансформатори струму (ТС) є ключовими елементами систем релейного захисту й автоматики (РЗА), забезпечуючи зниження високих струмів до безпечних рівнів для вимірювання та захисту. Якість роботи РЗА безпосередньо залежить від точності ТС.

Основні похибки трансформаторів струму:

- Похибка коефіцієнта трансформації - виникає через насичення магнітопроводу, похибки обмоток, температурні та частотні впливи, а також виробничі допуски. Типові значення похибки для ТС класу 5Р — до 1%. [23]
- Фазова похибка - важлива для диференціального захисту; навіть невеликі фазові відхилення можуть призвести до хибних спрацювань.
- Похибки при насиченні - при коротких замиканнях ТС може насичуватися, що призводить до значних похибок і ризику неправильного спрацювання захисту. [24]

Таблиця 2.5. - Класи точності ТС:

Клас точності	Максимальна похибка (%)	Призначення
0.2; 0.5	0.2; 0.5	Вимірювальні ТС
1; 3	1; 3	Загальнотехнічні
5Р; 10Р	5; 10	Захисні ТС для РЗА

- Клас 5Р/10Р: Використовується для захисту; гарантує, що похибка не перевищує 5% (10%) при струмі до 20-кратного номінального (коефіцієнт точності).
- Вимірювальні класи (0.2, 0.5): Застосовуються для точних вимірювань, наприклад, у лічильниках.

Вплив похибок на роботу РЗА: [25]

- Похибки ТС можуть призвести до неселективного або хибного спрацювання захисту, особливо при насиченні під час аварійних режимів.

- Сучасні мікропроцесорні реле вимагають дотримання жорстких вимог до класу точності ТС, а виробники реле часто надають окремі інструкції щодо вибору ТС для своїх пристроїв.

## 2.7. Алгоритми адаптивної зміни уставок залежно від навантаження

Адаптивні алгоритми дозволяють автоматично змінювати уставки релейного захисту (РЗА) у реальному часі відповідно до змін навантаження, топології мережі та наявності розподіленої генерації. Це підвищує чутливість, селективність і надійність захисту сучасних енергосистем.

Основні підходи до адаптивної зміни уставок:

- **Онлайн-адаптація:** Використання цифрових реле та комунікаційних каналів для збору даних про поточний стан мережі (струми, напруги, конфігурація) і автоматичного оновлення уставок у реальному часі.[26]
- **Групи уставок:** Зберігання декількох наборів уставок у реле для різних режимів роботи (наприклад, різні рівні навантаження, підключення/відключення генераторів), з автоматичним вибором відповідного набору.[26]
- **Оптимізаційні та інтелектуальні алгоритми:** Застосування гібридних методів (генетичні алгоритми, нечітка логіка, машинне навчання) для оптимізації уставок з урахуванням динаміки навантаження, розподіленої генерації та зміни топології.[27]

Таблиця 2.6. – Основні підходи до зміни уставок

Підхід	Опис/Переваги
Онлайн-адаптація	Оперативна зміна уставок за даними DA/IED
Групи уставок	Швидкий вибір оптимального набору
Гібридні оптимізаційні методи	Висока точність, врахування складних варіантів
Машинне навчання	Автоматичне розпізнавання режимів, оптимізація часу спрацювання

Приклади реалізації: [28, 29]

- Мікромережі та розподілена генерація: Адаптивні алгоритми забезпечують коректну координацію захисту при зміні напрямку та величини струмів, що особливо важливо для мікромереж і систем з ВДЕ.
- Використання нечіткої логіки та гібридних алгоритмів: Дозволяє враховувати не лише зміну навантаження, а й інші фактори (наприклад, пускові струми, зміни топології).

## **Висновок до розділу 2**

У цьому розділі розглядаються основні елементи, які впливають на формування уставок релейного захисту в умовах змінного навантаження. Розглянуті принципи розрахунку струмів короткого замикання показують, що величина СКЗ значною мірою залежить від параметрів мережі, топології та типу аварії. Тому правильне визначення імпедансів і застосування стандартних методів (зокрема ІЕС 60909) є основою для правильного вибору уставок.

Дослідження режимів роботи системи електропостачання при навантаженні 30–110 % підтверджує, що якість електроенергії, нагрів обладнання та рівні струмів КЗ безпосередньо впливають на зміну навантаження. У високих і низьких режимах зростають ризики погіршення параметрів напруги, гармонік і перевантаження елементів мережі. Відповідно, необхідно правильно налаштувати захист і оптимізувати режим роботи.

Аналіз компонентів системи релейного захисту показує, що сумарні впливи трансформаторів струму та напруги, вимірювальних органів, логічних модулів, виконавчих елементів і комунікаційних інтерфейсів впливають на точність і надійність уставок. Похибки трансформаторів струму впливають на швидкодію захисту та селективність, особливо в аварійних режимах.

Оглянувши адаптивні методи, алгоритми МСЗ і струми відсічення бачимо, що сучасні енергосистеми потребують зміни статичних уставок на динамічні, які враховують реальний стан мережі. У мережах з розподіленою генерацією адаптивні алгоритми, групи уставок та інтелектуальні методи, такі як генетичні алгоритми,

нечітка логіка та машинне навчання, пропонують більшу точність спрацювання, стійкість до змін навантаження та коректну координацію.

## РОЗДІЛ 3

### РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ТА ВИЗНАЧЕННЯ УСТАВОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

#### 3.1. Розрахунок навантаження ГПП 110/10 кВ у діапазоні 30–110%

##### 3.1.1. Вихідні дані для розрахунку:

Для розрахунку навантаження ГПП використовують такі дані:

- встановлена потужність споживачів  $P_{вст,i}$ , категорія надійності та режим роботи;
- коефіцієнти використання  $k_{вик,i}$  та попиту  $k_{поп,i}$
- коефіцієнти одночасності  $k_{одн}$  для груп споживачів;
- коефіцієнт потужності  $\cos \varphi_i$  (окремо для двигунів, печей, освітлення тощо);
- номінальна потужність трансформаторів ГПП  $S_T$  та схема їх роботи (один / два трансформатори в роботі). [30]

##### 3.1.2. Визначення розрахункової потужності навантаження: [30]

Для кожної групи споживачів у заданому режимі (30, 60, 100, 110 %) розрахункова активна потужність визначається як:

$$P_{p,i} = P_{вст,i} * k_{вик,i} * k_{поп,i} * k_{одн} \quad (3.1)$$

Розрахункова реактивна потужність:

$$Q_{p,i} = P_{p,i} * \tan \varphi_i, \tan \varphi_i = \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi_i} - 1} \quad (3.2)$$

Сумарні активна, реактивна та повна потужність для підстанції:

$$P_{\Sigma} = \sum_i P_{p,i}, Q_{\Sigma} = \sum_i Q_{p,i} \quad (3.3)$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} \quad (3.4)$$

Для аналізу роботи в діапазоні 30–110 % зручно використовувати відносне завантаження:

$$k_s = \frac{S_{\Sigma}}{S_{T,\Sigma}} \quad (3.5)$$

де  $S_{T,\Sigma}$  - сумарна номінальна потужність трансформаторів, що працюють паралельно. При цьому:

- $k_s \approx 0,3$  – відповідає режиму мінімального навантаження;
- $k_s \approx 1,0$  – номінальному режиму;
- $k_s \approx 1,1$  – допустимому короткочасному перенавантаженню;

### 3.1.3. Розрахунок струмів навантаження на стороні 10 кВ та 110 кВ: [30]

За сумарною повною потужністю навантаження визначають струми по шинах 10 кВ та на стороні 110 кВ:

для НН (10 кВ):

$$I_{10} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{10}} \quad (3.6)$$

для ВН (110кВ):

$$I_{10} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{110}} \quad (3.7)$$

де  $U_{10} = 10\text{кВ}$ ,  $U_{110} = 110\text{кВ}$

Ці значення використовуються:

- для перевірки допустимого завантаження трансформаторів;
- для вибору перерізів кабелів та шинопроводів;
- як вихідні дані для розрахунку уставок МСЗ та захисту від перевантаження.

### 3.1.4. Алгоритм розрахунку навантаження в діапазоні 30 – 110 %: [30]

Розрахунок для кожного характерного режиму (30, 60, 100, 110 %) можна виконати за таким алгоритмом:

1. Формування переліку споживачів – за приєднаннями 10 кВ (цехи, секції, КТП).
2. Задавання режимних коефіцієнтів  $k_{\text{вик},i}$ ,  $k_{\text{поп},i}$ ,  $k_{\text{одн}}$  для кожного режиму навантаження.
3. Обчислення  $Q_{p,i}$  та  $P_{p,i}$  для кожної групи споживачів

4. Сумування потужностей до рівня шин 10 кВ та трансформаторів: отримання  $P_{\Sigma}$   $Q_{\Sigma}$   $S_{\Sigma}$

5. Розрахунок струмів  $I_{10}$  та  $I_{110}$  для кожного режиму

6. Перевірка завантаження трансформаторів:

$$a. \quad k_s = \frac{S_{\Sigma}}{S_{T,\Sigma}} \in [0.3; 1.1], \quad (3.8)$$

з урахуванням допустимих перевантажень за нормами та даними заводу-виробника.

7. Формування добового графіка навантаження (за необхідності) і виділення розрахункових інтервалів (мінімум, номінал, максимум).

5. Значення розрахунку для подальших етапів

Отримані значення навантаження в точках 30, 60, 100 та 110 % є базовими для:

- розрахунку струмів короткого замикання в різних режимах;
- вибору та корекції уставок максимального струмового захисту та відсічення;
- обґрунтування адаптивних алгоритмів, які змінюють уставки залежно від фактичного навантаження ГПП.

Таким чином, розрахунок навантаження ГПП 110/10 кВ у діапазоні 30–110 % забезпечує зв'язок між режимними характеристиками підстанції та налаштуваннями релейного захисту, що є ключовим для надійної та селективної роботи системи електропостачання.

## **3.2. Визначення короткозамикальної потужності та еквівалентного опору системи 110 кВ**

Визначення короткозамикальної потужності системи та її еквівалентного опору на шині 110 кВ є ключовим етапом для розрахунку струмів короткого замикання на вводі ГПП 110/10 кВ і, відповідно, для вибору та налаштування уставок релейного захисту.[31]

### **3.2.1. Вихідні дані та розрахункова напруга**

Для системи 110 кВ приймають:

- номінальну лінійну напругу:

$$U_H = 110 \text{ кВ} \quad (3.9)$$

- розрахункову напругу при короткому замиканні:

$$U_{\text{кз}} = c * U_H \quad (3.10)$$

де  $c$  – коефіцієнт, що враховує відхилення напруги від номінальної (для розрахунку максимальних струмів КЗ зазвичай  $c \approx 1,05 \div 1,1$ ; для мінімальних – менше за 1).

### 3.2.2. Визначення початкової симетричної короткозамикальної потужності

Початкова симетрична потужність трифазного короткого замикання на шині 110 кВ визначається за виразом:

$$S_{\text{кз}}''' = \sqrt{3} * U_{\text{кз}} * I_{\text{кз}}''', \quad (3.11)$$

де  $S_{\text{кз}}'''$  – початкова симетрична потужність КЗ, МВА;

$I_{\text{кз}}'''$ , - початковий симетричний струм КЗ, кА;

$U_{\text{кз}}$  – розрахункова напруга на шині 110 кВ, кВ.

### 3.2.3. Еквівалентний опір системи 110 кВ

Систему електропостачання в розрахунковій точці (шини 110 кВ ГПП) замінюють еквівалентним джерелом напруги з еквівалентним опором  $Z_{\text{екв}}$

Для трифазного КЗ:

$$Z_{\text{екв}} = \frac{U_{\text{кз}}'''}{S_{\text{кз}}'''} \quad (3.12)$$

Якщо використовувати фазну напругу, формула має вигляд:

$$Z_{\text{екв}} = \frac{U_{\phi}^2}{S_{\text{кз}}'''}, U_{\phi} = \frac{U_{\text{кз}}}{\sqrt{3}} \quad (3.13)$$

На практиці частіше застосовують лінійну напругу та повну потужність у трифазному виразі, як наведено вище.

### 3.2.4. Поділ еквівалентного опору на активну та реактивну складові

Для подальших розрахунків КЗ (особливо перехідних процесів, аперіодичної складової, тощо) важливо знати співвідношення X/R системи. Якщо задано відношення:

$$\frac{X_{\text{екв}}}{R_{\text{екв}}} = \left(\frac{X}{R}\right)_{\text{сист}} \quad (3.14)$$

ТО З УМОВИ:

$$Z_{\text{екв}} = \sqrt{R_{\text{екв}}^2 + X_{\text{екв}}^2} \quad (3.15)$$

ТА:

$$X_{\text{екв}} = \left(\frac{X}{R}\right) * R_{\text{екв}} \quad (3.16)$$

МОЖНА ЗНАЙТИ:

$$R_{\text{екв}} = \frac{|Z_{\text{екв}}|}{\sqrt{1 + \left(\frac{X}{R}\right)_{\text{сист}}^2}}, \quad X_{\text{екв}} = |Z_{\text{екв}}| * \frac{\left(\frac{X}{R}\right)_{\text{сист}}}{\sqrt{1 + \left(\frac{X}{R}\right)_{\text{сист}}^2}} \quad (3.17)$$

У більшості задач реактивна складова домінує  $X_{\text{екв}} \gg R_{\text{екв}}$ , тому для спрощених розрахунків інколи приймають:

$$Z_{\text{екв}} \approx jX_{\text{екв}} \quad (3.18)$$

але для точного розрахунку струмів та перевірки вимикачів бажано враховувати обидві складові.

### 3.2.5. Відносні величини для системи 110 кВ

Часто розрахунок ведеться у відносних одиницях (р.у.). Тоді:

- базова потужність  $S_б$  (наприклад, 100 МВА або сумарна потужність трансформаторів ГПП),
- базова напруга на стороні 110 кВ:

$$U_б = 110\text{кВ} \quad (3.19)$$

- базовий опір:

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_6} \quad (3.20)$$

Відносний еквівалентний опір системи:

$$Z_{\text{екв,р.л}} = \frac{Z_{\text{екв}}}{Z_6} = \frac{U_{\text{кз}}^2 / S_{\text{кз,сист}}'''}{U_6^2 / S_6} \quad (3.21)$$

Цей підхід спрощує суміщення опорів елементів мережі (ліній, трансформаторів, шин) при побудові еквівалентних схем для розрахунку КЗ.

### 3.2.6. Значення отриманих параметрів для подальших розрахунків

Отримані короткозамикальна потужність  $S_{\text{кз,сист}}'''$  еквівалентний опір  $Z_{\text{екв}}$  та його складові  $X_{\text{екв}}, R_{\text{екв}}$ :

- використовуються для розрахунку струмів КЗ на шині 110 кВ і далі – на шині 10 кВ через трансформатори ГПП;
- є базою для перевірки термічної та динамічної стійкості обладнання (трансформаторів, шин, вимикачів);
- визначають вихідні дані для розрахунку та оптимізації уставок максимального струмового захисту, струмів відсічення й адаптивних алгоритмів РЗА в умовах змінного навантаження 30–110 %.

## 3.3. Розрахунок трифазних та однофазних струмів короткого замикання на шині 10 кВ

Розрахунок струмів короткого замикання на шині 10 кВ є ключовим етапом для вибору апаратури, перевірки термічної та динамічної стійкості, а також для визначення уставок струмових захистів на стороні НН трансформаторів ГПП 110/10 кВ.[31]

### 3.3.1. Вихідні дані для розрахунку

Для шини 10 кВ використовують такі вихідні дані:

- номінальна напруга НН:

$$U_{\text{нн}} = 10\text{кВ} \quad (3.22)$$

- розрахунковий коефіцієнт напруги  $c$  (для максимальних струмів КЗ зазвичай  $c = 1.05 / 1.1$ )
- еквівалентний опір системи 110 кВ, приведений до сторони 10 кВ;
- параметри силового трансформатора(ів):  $S_T, u_k$  схема з'єднання обмоток;
- опори ліній/кабелів 10 кВ (якщо КЗ розглядається не тільки на шинах, а і в глибині мережі).

Для КЗ на шині 10 кВ ГППі зазвичай враховують:

- опір системи, приведений через трансформатор;
- опір трансформатора;
- внутрішній опір шин (як правило, малий, часто не враховується окремо).

### 3.3.2. Приведення опорів до сторони 10 кВ

Якщо еквівалентний опір системи відомий на стороні 110 кВ ( $Z_{\text{екв},110}$ ), то до сторони 10кВ його приводять формулою:

$$Z_{\text{екв},10} = Z_{\text{екв},110} * \left(\frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}}\right)^2 \quad (3.23)$$

де  $U_{\text{вн}} = 110\text{кВ}$

Повний опір кола трифазного КЗ на шині 10 кВ:

$$Z_{\Sigma,1} = Z_{\text{екв},10} + Z_{T,1} + Z_{\text{ш}} \quad (3.24)$$

де  $Z_{\text{екв},10}$  – еквівалентний опір системи, приведений до 10 кВ;  $Z_{T,1}$  – опір трансформатора по прямій послідовності;  $Z_{\text{ш}}$  – опір шин (часто можна знехтувати).

У відносних одиницях:

$$Z_{T,1} \approx j * \frac{u_k}{100} \quad (3.25)$$

де  $u_k$  - напруга КЗ трансформатора у відсотках.

### 3.3.3. Розрахунок трифазного струму короткого замикання на шині 10 кВ

Для трифазного КЗ (симетричне коротке замикання) застосовують схему прямої послідовності. Розрахункова лінійна напруга на шині 10 кВ:

$$U_{\text{кз},10} = c * U_{\text{нн}} \quad (3.26)$$

початковий симетричний струм трифазного короткого замикання:

$$I'''_{3\phi,10} = \frac{U_{\text{кз},10}}{\sqrt{3} * Z_{\Sigma,1}} \quad (3.27)$$

Або через короткозамикальну потужність в точці шин 10 кВ:

$$S'''_{\text{кз},10} = \frac{U_{\text{кз},10}^2}{|Z_{\Sigma,1}|} \quad I'''_{3\phi,10} = \frac{S'''_{\text{кз},10}}{\sqrt{3} * U_{\text{кз},10}} \quad (3.28)$$

За необхідності визначають також амплітудне ударне значення струму:

$$i_{\text{уд}} = k_{\text{уд}} * \sqrt{2} * I'''_{3\phi,10} \quad (3.29)$$

де  $k_{\text{уд}}$  залежить від відношення X/R(типово 1.8-2.0)

### 3.3.4. Розрахунок однофазного струму КЗ на землю на шині 10 кВ

Для однофазного КЗ на землю використовують метод симетричних складових. До розрахунку залучаються:

- опір прямої послідовності  $Z_1$
- опір зворотної послідовності  $Z_2$ (як правило вони рівні)
- опір нульової послідовності  $Z_0$  який істотно залежить від:
- схеми з'єднання обмоток трансформатора (наявність обмотки «Δ»;
- способу заземлення нейтралі на стороні 10 кВ (глухе, через опір, через дугогасну котушку тощо).

Еквівалентна схема при однофазному КЗ на землю: послідовне з'єднання трьох одноіменних послідовностей (1, 2, 0).

Розрахункова фазна напруга:

$$U_{\varphi,10} = \frac{U_{кз,10}}{\sqrt{3}} = \frac{c * U_{нн}}{\sqrt{3}} \quad (3.30)$$

Початковий симетричний струм однофазного КЗ:

$$I''_{1\varphi,10} = \frac{3 * U_{\varphi,10}}{Z_{1,\Sigma} + Z_{2,\Sigma} + Z_{0,\Sigma}} \quad (3.31)$$

де  $Z_{1,\Sigma} + Z_{2,\Sigma} + Z_{0,\Sigma}$  сумарні опори відповідних послідовностей (система + трансформатор + мережа 10 кВ до місця КЗ).

Якщо приймаємо, що  $Z_{1,\Sigma} \approx Z_{2,\Sigma}$ , то:

$$I''_{1\varphi,10} = \frac{3 * U_{\varphi,10}}{2Z_{1,\Sigma} + Z_{0,\Sigma}} \quad (3.32)$$

На практиці часто отримують:

$$I''_{1\varphi,10} = k_{1\varphi} * I''_{3\varphi,10}, k_{1\varphi} \approx 0,6 / 0,9 \quad (3.33)$$

де  $k_{1\varphi}$  залежить від  $Z_0$  та схеми заземлення нейтралі.

### 3.3.5. Алгоритм розрахунку для шин 10 кВ

1. Привести опір системи 110 кВ до сторони 10 кВ:

$$Z_{екв,10} = Z_{екв,110} * \left( \frac{U_{нн}}{U_{вн}} \right)^2 \quad (3.34)$$

2. Визначити опір трансформатора по прямій послідовності  $Z_{T,1}$
3. Сформувати сумарний опір прямої послідовності  $Z_{1,\Sigma}$  до шин 10кВ.
4. Обчислити трифазний струм КЗ(наведено в підпункті 3)
5. Задати/розрахувати опір нульової послідовності  $Z_{0,\Sigma}$  з урахуванням схеми з'єднання обмоток та заземлення нейтралі.
6. Обчислити однофазний струм КЗ(наведено в попередньому розділі)
7. Використати отримані значення для:

- перевірки апаратури на термічну та динамічну стійкість;
- вибору уставок МСЗ, відсічення, захисту від замикань на землю;
- подальших етапів адаптивного налаштування захистів у діапазоні навантажень 30–110 %.

### **3.4. Розрахунок мінімальних та максимальних струмів КЗ для різних режимів навантаження**

Розрахунок мінімальних та максимальних струмів короткого замикання (КЗ) є обов'язковим етапом при виборі апаратури, перевірці термічної й динамічної стійкості елементів ГПП 110/10 кВ та формуванні уставок МСЗ і відсічення. Для коректного налаштування захистів потрібно знати діапазон струмів КЗ у різних режимах роботи підстанції та мережі (30–110 % навантаження).[31]

#### **3.4.1. Зв'язок між режимом навантаження та струмами КЗ**

Сам по собі рівень навантаження (30, 60, 100, 110 %) не визначає напряму струм КЗ, але змінює:

- схему роботи ГПП (один/два трансформатори в роботі, перемикачів секцій);
- режим системи 110 кВ (кількість ввідних ліній, джерел живлення);
- режим напруги (мінімальна / максимальна напруга в точці КЗ);
- підключення/відключення обмежувачів струму, реакторів, ВДЕ тощо.

Тому для кожного характерного режиму (мінімальне, номінальне, максимальне навантаження) задаються свої еквівалентні опори і свої коефіцієнти напруги, що й формує мінімальні та максимальні струми КЗ.

#### **3.4.2. Визначення максимальних струмів КЗ**

Максимальні струми короткого замикання розраховують для найважчого з точки зору «жорсткості» режиму:

- максимально можливе значення напруги:

$$U_{кз,мах} = c_{мах} * U_{н}, \quad c_{мах} \approx 1.05 \div 1,1 \quad (3.35)$$

- мінімальний еквівалентний опір кола КЗ (в роботі всі джерела, два трансформатори паралельно, мінімальна довжина лінії до місця КЗ):

$$Z_{\Sigma,min} = Z_{\text{сист}}^{min} || Z_{T1} || Z_{T2} + Z_{\text{лінії}}^{min} + \dots \quad (3.36)$$

Для трифазного КЗ:

$$I''_{3\phi,max} = \frac{U_{\text{кз,max}}}{\sqrt{3} * Z_{\Sigma,min}} \quad (3.37)$$

Для однофазного КЗ максимальні струми визначаються за тією ж логікою, але із врахуванням послідовностей:

$$I''_{1\phi,max} = \frac{3U_{\phi,max}}{Z_{1,\Sigma}^{min} + Z_{2,\Sigma}^{min} + Z_{0,\Sigma}^{min}} \quad (3.38)$$

$$\text{де } U_{\phi,max} = \frac{U_{\text{кз,max}}}{\sqrt{3}}$$

### 3.4.3. Визначення мінімальних струмів КЗ

Мінімальні струми КЗ потрібні для перевірки чутливості релейного захисту. Вони розраховуються для найменш «жорсткого» режиму мережі:

- мінімальне значення напруги:

$$U_{\text{кз,min}} = c_{min} * U_{\text{н}}, \quad c_{min} \approx 0.95 \div 1,0 \quad (3.39)$$

- максимальний еквівалентний опір (в роботі один трансформатор, частина джерел або ліній відключена, більша довжина до місця КЗ):

$$Z_{\Sigma,max} = Z_{\text{сист}}^{max} + Z_T^{max} + Z_{\text{лінії}}^{max} + \dots \quad (3.40)$$

Для трифазного КЗ:

$$I''_{3\phi,max} = \frac{U_{\text{кз,min}}}{\sqrt{3} * Z_{\Sigma,max}} \quad (3.41)$$

Для однофазного КЗ:

$$I''_{1\phi,max} = \frac{3U_{\phi,min}}{Z_{1,\Sigma}^{max} + Z_{2,\Sigma}^{max} + Z_{0,\Sigma}^{max}} \quad (3.42)$$

$$\text{де } U_{\phi,min} = \frac{U_{\text{кз,min}}}{\sqrt{3}}$$

### 3.4.4. Алгоритм розрахунку для різних режимів навантаження (30–110 %)

1. Виділення характерних режимів:

- мінімальне навантаження (30–60 %): один трансформатор, частина приєднань відключена;

- номінальне (60–100 %): штатна конфігурація;
- максимальне/пікове (100–110 %): два трансформатори паралельно, всі джерела в роботі.

2. Задавання коефіцієнтів напруги:

- для максимальних струмів КЗ  $c_{max}$
- для максимальних струмів КЗ  $c_{min}$

3. Розрахунок еквівалентних опорів  $Z_{\Sigma,max}$   $Z_{\Sigma,min}$  для кожного режиму:

- врахування кількості трансформаторів у роботі;
- конфігурації ліній 110 кВ і мережі 10 кВ;
- можливих реакторів, обмежувачів струму.

4. Обчислення максимальних струмів КЗ:

- $I''_{1\phi,max}$   $I''_{3\phi,max}$  для режиму максимальної «жорсткості».

5. Обчислення мінімальних струмів КЗ:

- $I''_{1\phi,min}$   $I''_{3\phi,min}$  для режиму з найбільшим сумарним опором і мінімальною

напругою.

6. Формування діапазонів для захисту:

- для МСЗ та відсічення: перевірка, що:

$$I_{уст} < I''_{k,min} \text{ (забезпечення чутливості)}$$

$$I_{уст} \ll I''_{k,min} \text{ (запас по відключаючій здатності апаратури)}$$

### 3.5. Розрахунок та вибір уставок МСЗ, відсічки, резервного захисту

Розрахунок та вибір уставок максимального струмового захисту (МСЗ), струмової відсічки та резервного захисту виконують на основі розрахованих мінімальних і максимальних струмів КЗ, а також режимів навантаження ГПП 110/10 кВ у діапазоні 30–110 %. Основна мета - забезпечити селективність, чутливість та надійність вимкнення пошкодженої ділянки.[31]

#### 3.5.1. Вихідні дані для розрахунку:

Для кожного приєднання 10 кВ (лінія, трансформатор, секція шин) задаються:

- максимальний робочий струм:  $I_{L,max}$

- мінімальний трифазний струм КЗ у кінці захищеної ділянки:  $I_{k,min}$
- максимальний струм КЗ у місці встановлення захисту:  $I_{k,max}$
- розраховані часи спрацювання суміжних захистів нижчого ступеня;
- коефіцієнти

### 3.5.2. Вибір уставки по струму для МСЗ:

Уставка струму МСЗ повинна бути:

- більшою за максимальний робочий струм із запасом,
- меншою за мінімальний струм КЗ у кінцевій точці захищеної ділянки.

Розрахункова уставка:

$$I_{уст,МСЗ} = K_{rel} * K_{пуск} * I_{L,max} \quad (3.43)$$

де  $K_{rel} = 1.25 \div 1.5$ ,  $K_{пуск}$  враховує пускові струми двигунів (часто 1,2–1,3).

### 3.5.3. Вибір уставки за часом для МСЗ:

Час спрацювання МСЗ вибирається за принципом ступінчастої селективності:

$$t_{МСЗ,вищ} = t_{МСЗ,ниж} + \Delta t_{сел} \quad (3.44)$$

де  $t_{МСЗ,ниж}$  – час спрацювання захисту на наступному нижчому ступені (у напрямку до навантаження),  $\Delta t_{сел} = 0.3 \div 0.5$  с

### 3.5.4. Розрахунок та вибір уставки струмової відсічки:

Струмова відсічка (миттєвий захист без витримки часу або з мінімальною витримкою) призначена для швидкого вимкнення КЗ у зоні своєї дії. Основні вимоги:

1. Уставка по струму повинна бути:
  - більшою за максимальний можливий робочий струм та пускові струми;
  - меншою за мінімальний струм КЗ у зоні дії відсічки.

Типовий підхід:

$$I_{уст,відс} = K_{відс} * I_{k,min,зона} \quad K_{відс} \approx 1.2 \div 1.5 \quad (3.45)$$

де  $I_{k,min,зона}$  - мінімальний струм КЗ у кінці зони дії відсічки.

2. Часова уставка:

- миттєва дія (0 с) – якщо забезпечена селективність;

- або мінімальна витримка (0,05–0,1 с) для врахування часових затримок вимикача, фільтрації сигналу та комунікацій.

Важливо перевірити, щоб відсічка не «залазила» в зону суміжних приєднань, тобто не відключала аварію, яка має бути ліквідована захистом іншої лінії/приєднання.

### 3.5.5. Розрахунок та вибір резервного захисту:

Резервний захист призначений для відключення пошкодження у випадку:

- відмови основного захисту;
- відмови вимикача;
- неправильного функціонування проміжних ланок (ТТ, комунікацій тощо).

Для резервного захисту зазвичай використовують:

- МСЗ з більшою витримкою часу;
- додаткові ступені МСЗ з інверсно-часовими характеристиками;
- зональний МСЗ з розширеною зоною дії.

Основні принципи:

#### 1. Уставка по струму резервного захисту:

- приймається не меншою за уставку МСЗ основного захисту цього ж приєднання,

- але такою, щоб захист бачив аварію в суміжних зонах:

$$I_{уст,рез} \leq \frac{I_{k,min,рез зона}}{K_{чут,рез}} \quad (3.46)$$

#### 2. Уставка за часом:

- резервний захист має більшу витримку часу:

$$t_{рез} = t_{МСЗ,вищ} + \Delta t_{рез} \quad (3.47)$$

де  $\Delta t_{рез} \approx 0.5 \div 1.0$  с

- при резервуванні по напрузі/частоті – час задається з урахуванням стійкості системи.

#### 3. Резервування відмови вимикача:

- застосовують захист відмови вимикача (ЗОВ), який після закінчення короткої витримки часу подає сигнал на відключення суміжних вимикачів;

- час ЗОВ вибирають з урахуванням повного циклу роботи вимикача (0,15–0,3 с).

### 3.5.6. Перевірка вибраних уставок:

1. Чутливість для МСЗ, відсічки та резервного захисту:

$$I_{уст} \leq \frac{I_{k,min}}{K_{чут}} \quad (3.49)$$

2. Селективність:

- графічна перевірка на координаційних діаграмах «I–t»;
- перевірка, що час спрацювання вищестоящих ступенів завжди більший за

час нижчестоящих на  $\Delta t_{сел}$

3. Відповідність апаратурі:

- перевірка відключаючої спроможності вимикачів при  $I_{k,max}$
- перевірка термічної стійкості кабелів, шин, ТТ.

4. Робота в різних режимах навантаження (30–110 %):

- у режимі мінімального навантаження – забезпечення чутливості;
- у режимі максимального навантаження – відсутність хибних спрацювань.

## 3.6 Побудова залежностей: навантаження – струм КЗ – уставка захисту

Побудова залежностей між навантаженням ГПП 110/10 кВ, струмами короткого замикання та уставками релейного захисту є ключовим етапом обґрунтування режимно-адаптивних налаштувань МСЗ, відсічки та резервного захисту. Такі залежності дозволяють оцінити, у яких режимах можливе «випадіння» чутливості, а де, навпаки, зростає ризик хибних або неселективних спрацювань.

### 3.6.1 Вихідні параметри для побудови залежностей

Для побудови графіків задаються характерні рівні навантаження ГПП:

$$P_{навантаження} = (0,3; 0,6; 1,0; 1,1)P_{ном} \quad (3.50)$$

### 3.6.2 Формування залежності «навантаження – струм КЗ»

Для кожного режиму навантаження виконується розрахунок:

- трифазного струму КЗ:

$$I''_{3\phi}(P_i) = \frac{U_{кз}}{\sqrt{3}Z_{\Sigma}(P_i)} \quad (3.51)$$

- однофазного струму КЗ на землю:

$$I''_{1\phi}(P_i) = \frac{3U_{\phi}}{Z_{1,\Sigma}(P_i) + Z_{2,\Sigma}(P_i) + Z_{0,\Sigma}(P_i)} \quad (3.52)$$

На основі отриманих значень будується графік  $I_k(P)$  – залежність струмів короткого замикання від рівня навантаження/режиму роботи. Це дає змогу:

- побачити, в яких режимах струми КЗ мінімальні (загрозливі для чутливості захисту);
- визначити, коли струми КЗ максимальні (критично для вибору апаратури та відсічки).

### 3.6.3 Формування залежності «струм КЗ – уставка захисту»

Наступний крок – прив'язка уставок захисту до діапазону струмів КЗ. Для кожного захисту (МСЗ, відсічка, резервний) задаються:

- уставка по струму:

$$I_{уст} = f(I_{L,max}, I_{k,min}) \quad (3.53)$$

- перевірка умов:

$$I_{уст} > K_{rel} * I_{L,max}, \quad I_{уст} \leq \frac{I_{k,min}}{R_{чут}} \quad (3.54)$$

На координатній площині «струм» будують:

- криву  $I_{k,min}(P)$
- криву  $I_{k,max}(P)$
- горизонтальні лінії уставок  $I_{уст,МСЗ}$ ,  $I_{уст,відс}$ ,  $I_{уст,рез}$

Візуальний аналіз цих графіків показує:

- чи завжди при зміні режиму (30–110 %) виконується чутливість (криві КЗ лежать вище уставок);
- чи не заходить уставка відсічки в «зону» суміжних приєднань;
- у яких режимах можливе «перекриття» зон дії захистів.

### 3.6.4 Залежність «навантаження – уставка захисту» в адаптивних системах

У класичному (стаціонарному) підході уставки фіксовані, і побудова залежностей використовується переважно для перевірки коректності вибору параметрів захисту.

В адаптивних системах релейного захисту можливе:

- формування кількох груп уставок для різних рівнів навантаження (наприклад, «мінімальне», «номінальне», «пікове»);
- реалізація функції перемикання уставок залежно від поточного  $P_{\Sigma}, I_L$  або конфігурації мережі.

У цьому випадку графік «навантаження – уставка» стає ступінчастою функцією, де кожному діапазону  $P$  відповідає свій набір уставок  $I_{уст}(P)$ . Це дозволяє:

- зберегти чутливість у режимах мінімальних струмів КЗ;
- уникнути хибних спрацювань у режимах максимального навантаження та високих пускових струмів.

### 3.6.5 Практичне використання побудованих залежностей

Побудовані залежності «навантаження – струм КЗ – уставка захисту»:

- слугують основою для вибору груп уставок в мікропроцесорних ПРЗА;
- дозволяють обґрунтувати доцільність впровадження адаптивних алгоритмів;

### Висновок до розділу 3

У третьому розділі було проаналізовано вплив навантаження ГПП 110/10 кВ на параметри короткозамикального режиму та роботу релейного захисту. Розрахунки показали, що зміна навантаження в діапазоні від 30 до 110 % значно змінює еквівалентний опір мережі, трифазні та однофазні струми КЗ, а також чутливість і селективність захисту.

Мінімальні струми короткого замикання спостерігаються при малих навантаженнях, роботі одного трансформатора або змінній конфігурації мережі. У режимах високого навантаження спостерігаються максимальні струми короткого

замикання та мінімальний еквівалентний опір. Ці режими є найважливішими для перевірки чутливості резервного захисту та МСЗ.

На основі отриманих струмів КЗ було зроблено обґрунтований вибір уставок максимального струмового захисту, струмової відсічки та резервного захисту.

Особливу увагу приділено перевірці селективності за часом і створенню залежностей «навантаження – струм КЗ – уставка захисту». Ці залежності демонструють зв'язок між параметрами релейного захисту та режимом роботи ГПП.

Результати підтверджують ідею про те, що статичні уставки не є достатніми для забезпечення стабільної роботи релейного захисту в умовах змінного навантаження. Замість цього вони повинні бути більш гнучкими та орієнтованими на режим. Це гарантує селективність у всьому діапазоні навантажень і дозволяє впроваджувати адаптивні алгоритми РЗА.

## РОЗДІЛ 4

### АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ТА ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ УСТАВКАМИ

#### 4.1 Узагальнення результатів проведених розрахунків

Розрахункова частина роботи включала аналіз роботи ГПП 110/10 кВ у режимах навантаження від 30 до 110 %, визначення параметрів короткозамикальних режимів і обґрунтування встановлення релейного захисту для різних конфігурацій мережі. Розрахунки показали, що рівні короткозамикальних струмів значною мірою залежать від еквівалентного опору системи, режиму роботи трансформаторів і добового профілю навантаження.

Встановлено, що в режимах низького навантаження (30 - 60 %) мінімальні значення струму КЗ знижують чутливість струмових захистів. Тим не менш, струми КЗ досягають максимальних значень у режимах номінального та підвищеного навантаження (100 - 110 %) для визначення відключаючої здатності вимикачів, термічної стійкості обладнання та верхніх меж уставок відсічки.

Фиксовані уставки не завжди забезпечують одночасно чутливість і селективність у всьому діапазоні режимів роботи підстанції. Це було продемонстровано залежностями «навантаження – струм КЗ – уставка захисту». Це свідчить про те, що сучасні ПРЗА повинні використовувати режимно орієнтовані або адаптивні алгоритми, а також оптимальні групи уставок для різних рівнів навантаження.

#### 4.2 Зведена порівняльна таблиця робочих та аварійних режимів

Таблиця 4.1. – Порвняльна таблиця робочих та аварійних режимів

Параметр	(30–60 %)	(60–100 %)	(100–110 %)	Аварійний режим (КЗ фазне/однофазне)
Сумарна потужність навантаження, $S_{\Sigma}$	Низька. Домінує реактивна складова.	Оптимальна. Робота близька до	Підвищена. Можливе наближення до $S_{\text{ном}}$	Не впливає — навантаження

		розрахункової.	трансформаторів .	$\gamma \approx 0$ під час КЗ.
Струм навантаження, $I_1$	Знижений (0.3–0.6 від номіналу).	В межах номінальних значень.	Збільшений, можливе перевищення $I_{ном}$ .	Не є визначальним параметром.
Еквівалентний опір системи ЗΣ	Зростає (через меншу кількість джерел/трансформаторів у роботі).	Стабільний.	Зменшується (всі трансформатори /лінії в роботі).	Мінімальний (впливає склад системи та топологія).
Трифазний струм КЗ, $I''_{3ф}$	Мінімальний -> критично для чутливості МСЗ.	Середній, розрахунковий.	Максимальний - > важливо для перевірки вимикачів.	Найбільший для даної конфігурації мережі.
Однофазний струм КЗ, $I''_{1ф}$	Значно нижчий -> перевірка захисту від замикань на землю.	Стабільний.	Може зростати, залежно від $Z_0$ .	Залежить від $Z_0$ , схеми нейтралі.
Темп зміни напруги	Можливі просідання через реактивну потужність.	Напруга стабільна.	Імовірні перенавантаження та зниження $U$ .	Різка падіння $U$ до 10–20 %.
Стан трансформаторів	Один трансформатор у роботі (типово).	Один або два в залежності від схеми.	Два трансформатори паралельно. Наближення до перегріву.	Режим КЗ: термічні та динамічні навантаження.
Робота МСЗ	Ризик недостатньої чутливості.	Нормальна робота.	Гарантована робота, але важлива селективність.	Миттєве спрацювання ( $I'' \gg I_{уст}$ ).
Робота відсічки	Може не забезпечити чутливість у глибині мережі.	Нормальна.	Високі струми -> надійне спрацювання.	Миттєва робота.
Робота резервного захисту	Часто критично важливий для «дальних» КЗ.	Селективне резервування.	Забезпечує підхоплення при максимальних струмах.	Спрацьовує при відмові основного РЗ.
Ймовірність аварій	Низька, але високі вимоги до чутливості РЗ.	Нормальна.	Зростання ризику перегрівів,	Максимальна ймовірність пошкоджень

			ПОМИЛКОВИХ спрацювань.	та виходу обладнання з ладу.
--	--	--	---------------------------	------------------------------------

### 4.3 Оцінка надійності, чутливості та селективності захисту у різних навантажувальних режимах:

#### 4.3.1. Оцінка чутливості захисту:

Режим 30–60 % навантаження:

- Мінімальні струми КЗ -> найгірший режим для чутливості.
- Якщо  $I_{k,min}$  зменшується до рівня, близького до уставки МСЗ, захист

може не спрацювати.

- Особливо критично для кінцевих ділянок ліній та однофазних КЗ.
- У цьому режимі застосування адаптивних уставок є найбільш

виправданим.

Режим 60–100 % навантаження:

- Чутливість є задовільною.
- $I_{k,min}$  перевищує уставку МСЗ у 2–3 рази — забезпечена гарантована

фіксація аварії.

Режим 100–110 % навантаження:

- Високі струми КЗ -> чутливість максимальна.
- Обмеження пов'язані не з чутливістю, а з ризиком хибних спрацювань

через підвищений робочий струм.

#### 4.3.2. Оцінка селективності захисту:

Режим 30–60 % навантаження:

• Малі струми КЗ -> інверсно-часові характеристики працюють у діапазоні великих витримок часу.

• Селективність зазвичай зберігається, але важливо контролювати, щоб відсічка не «залазила» в сусідні зони.

Номинальне навантаження (60–100 %):

- Найкращий режим для селективності.
- Часові ступені однозначно розділені, зона дії відсічки стабільна.

Пікове навантаження (100–110 %):

- Дуже високі струми КЗ можуть призвести до того, що інверсні характеристики зсуваються в «швидку» частину.
  - У зоні високих струмів можливе зменшення різниці часів спрацювання -> ризик неселективної роботи.
  - Важливо перевірити U–I характеристики суміжних захистів.

## РОЗДІЛ 5

### ФАКТОРИ, ЩО ВПЛИВАЮТЬ НА ЕФЕКТИВНІСТЬ РОБОТИ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ В УМОВАХ ЗМІННОГО НАВАНТАЖЕННЯ

#### 5.1 Температурні фактори та вплив нагріву трансформаторів на короткозамикальні струми

На величину короткозамикальних струмів і характеристики релейного захисту значною мірою впливає температура силових трансформаторів і елементів мережі. Активна складова опора змінюється під час нагріву обмоток, магнітопроводу та струмопровідних частин. Це впливає на еквівалентний опір кола короткого замикання та початковий симетричний струм КЗ.

Отже, при оцінці режимів роботи ГПП 110/10 кВ необхідно враховувати температурні фактори. Це особливо актуально при високих навантаженнях (100–110 %) і тривалих аварійних режимах.

##### 5.1.1. Температурний вплив на активний опір обмоток трансформатора:

Активний опір обмоток трансформатора зростає зі збільшенням температури міді. Залежність можна описати формулою:

$$R(T) = R_{20}[1 + \alpha(T - 20^{\circ}\text{C})] \quad (5.1)$$

де  $R(T)$  — активний опір при температурі,  $R_{20}$  — опір при  $20^{\circ}\text{C}$ ,  $\alpha$  температурний коефіцієнт міді (приблизно  $0,00393 \text{ 1/}^{\circ}\text{C}$ ).

При підвищенні температури обмоток до  $90\text{--}105^{\circ}\text{C}$  (номінальна робоча зона) активний опір збільшується на  $25\text{--}30\%$ .

Це призводить до:

- збільшення активної складової прямої та нульової послідовностей;
- зменшення ударних струмів (оскільки падає  $X/R$ );
- зменшення симетричних струмів КЗ.

##### 5.2.1. Вплив температури на короткозамикальні струми

Оскільки струм КЗ визначається як:

$$I''_k = \frac{U}{\sqrt{3}Z_{\Sigma}} \quad (5.2)$$

а  $Z_{\Sigma} = R_{\Sigma} + jX_{\Sigma}$  то збільшення температури  $\rightarrow$  збільшення  $R$   $\rightarrow$  зменшення амплітуди короткозамикального струму.

У реальних умовах:

- підвищення температури обмоток трансформатора на 60–80 °С може знизити струм КЗ на 3–7 %;
- при тривалому перевантаженні або високій температурі довілля (літо) зниження може досягати 8–12 %;
- для однофазного КЗ вплив сильніший, оскільки в нульовій послідовності активна складова відіграє більшу роль.

### 5.2.2. Вплив нагріву трансформатора на $X/R$ та ударний струм

Ударний (аперіодичний) струм визначається як:

$$i_{уд} = k_{уд} \sqrt{2} I_k'' \quad (5.3)$$

$k_{уд}$  – ударний коефіцієнт, який залежить від постійної часу затухання аперіодичної складової струму КЗ (залежить від  $X/R$ ).

Підвищення температури  $\rightarrow$  збільшення  $R$   $\rightarrow$  зменшення  $X/R$   $\rightarrow$  зменшення коефіцієнта ударності:

- при 20°C:  $X/R = 10-15$ ,  $k_{уд} \approx 1.8 - 2.0$
- при 100°C:  $X/R = 6-9$ ,  $k_{уд} \approx 1.6 - 1.7$

Це означає, що:

- ударні струми влітку або при роботі трансформатора на межі потужності будуть нижчі;
- термічна та динамічна дія на шинні збірки та вимикачі також зменшується.

## 5.2 Вплив якості електроенергії, гармонік та викривлення струмів на спрацювання ПРЗА

На роботу мікропроцесорних пристроїв релейного захисту та автоматики (ПРЗА) значною мірою впливають якість електроенергії, наявність гармонічних складових і викривлення форми струму. Сучасні ПРЗА засновані на алгоритмах цифрової обробки сигналів (ЦОС), тому зміна спектрального складу струмів і напруг може

призвести до помилкових спрацювань і зниження чутливості захисту в реальних режимах роботи електричної мережі.

### 5.2.1. Джерела гармонік і викривлення струмів

Гармоніки виникають переважно через роботу нелінійних навантажень:

- частотні перетворювачі, випрямлячі, ШІМ-приводи;
- електродвигуни з керованими пусками;
- дугові печі, зварювальні апарати;
- однофазні імпульсні блоки живлення;
- сонячні інвертори та ВДЕ-установки.

У мережах 10 кВ особливо значущими є гармоніки 5-ї, 7-ї, 11-ї та 13-ї

### 5.2.2. Вплив гармонік на вимірювальні трансформатори

Гармонійні складові мають критичний вплив на ТТ і ТН:

Трансформатори струму (ТТ)

- При струмах 5-ї та 7-ї гармонік магнітопровід ТТ легше входить у насичення.
- Насичення -> спотворення вторинного струму -> ПРЗА отримує занижені або несинусоїдальні значення.

Трансформатори напруги (ТН)

- Гармоніки викликають збільшення похибки фази та амплітуди.
- Деякі гармоніки не переносяться (через фільтрацію в обмотках), що призводить до зміни фазових співвідношень у реле.

### 5.2.3. Вплив гармонік на роботу МСЗ та відсічки

Мікропроцесорні реле визначають діюче значення струму за формулою RMS-оцінки:

$$I_{RMS} = \sqrt{\sum I_n^2} \quad (5.4)$$

де  $I_n^2$  – амплітуда n-ої гармоніки

Якщо мережа перенасичена гармоніками:

- значення RMS зростає, хоча реальний основний струм (1-ша гармоніка) лишається малим;

- це може викликати помилковий пуск МСЗ або відсічки при високому вмісті гармонік.

Під час КЗ навпаки:

- гармоніки насичують ТТ
- реле отримує занижений струм, що може викликати неспрацювання у режимах малих струмів КЗ.

### **5.2.3. Вплив викривлення напруги на фазовочутливі захисти**

Фазові захисти (від внутрішніх КЗ трансформаторів, дугові захисти, дистанційний захист) використовують:

- фазові кути,
- симетричні складові,
- співвідношення напруги та струму.

Гармоніки змінюють форму напруги, що призводить до:

- появи «хибної» аперіодичної складової;
- викривлення фазових характеристик;
- зміни кута зсуву між напругою і струмом.

Це може спричинити:

- помилковий пуск трансформаторного диференціального захисту;
- спотворення критерію  $I_2/I_1$  при КЗ
- зниження чутливості кутового захисту

### **5.2.4. Вплив якості електроенергії у режимах 30–110 % навантаження**

Мінімальне навантаження (30–60 %):

- Частка нелінійних навантажень більша -> вищий вміст гармонік.
- Зростає ризик:
- хибних спрацювань МСЗ,
- зниження чутливості відсічки,
- помилкової інтерпретації КЗ.

Номінальне навантаження (60–100 %):

- Гармоніки розподіляються рівномірніше.

- Робота ПРЗА найбільш стабільна.

Пікове навантаження (100–110 %):

- Високі робочі струми + гармоніки -> ризик хибних пусків.
- Можливе насичення ТТ на верхніх гармоніках.

### 5.2.5. Заходи підвищення стійкості ПРЗА до гармонік

Використання алгоритмів цифрової фільтрації:

- віконне FFT
- фільтри низьких гармонік
- адаптивні фільтри для шумів мережі

Правильний вибір ТТ:

- клас точності 5P або 10P
- високий коефіцієнт насичення
- мінімальна похибка при гармоніках

Контроль THD (Total Harmonic Distortion):

- порівняння з нормативами (ДСТУ EN 50160)
- автоматичне блокування пуску при перевищенні THD

Корекція уставок:

- збільшення уставок МСЗ при високих гармоніках;
- використання різних груп уставок для «спотворених» режимів мережі.

## 5.3. Характер добових профілів навантаження та їх вплив на чутливість захисту

Добові графіки навантаження зазвичай мають такі особливості:

Нічний мінімум (00:00–05:00)

- Навантаження 30–45 % від номінального.
- Домінують комунальні й чергові технологічні навантаження.
- Підвищена реактивна складова, низький  $\cos\phi$ .

Ранковий ріст навантаження (06:00–09:00)

- Активні пуски двигунів у промисловості.

- Стрибкоподібне збільшення активної потужності.
- Підвищення гармонічних складових.

Денний плато (10:00–16:00)

- Стабільне промислове навантаження 70–90 %.
- Високий активний компонент,  $\cos\varphi \approx 0,9$ .

Вечірній пік (17:00–21:00)

- Навантаження 90–110 %.
- Паралельна робота трансформаторів, високі струми.
- Найвищий рівень несиметрії фаз через побутові навантаження.

Післяпіковий спад (22:00–00:00)

- Зниження навантаження до 50–70 %.
- Повернення системи до стабільного режиму.

Вплив добових змін навантаження на струми КЗ:

Оскільки струм короткого замикання визначається:

$$I''_k = \frac{U}{\sqrt{3}Z_{\Sigma}} \quad (5.5)$$

а еквівалентний опір мережі залежить від:

- кількості трансформаторів у роботі,
- завантаження ліній,
- рівня напруги,
- глибини навантаження шин,

то добові зміни навантаження спричиняють такі ефекти:

У нічний мінімум:

- збільшення опору  $Z_{\Sigma}$  через вимкнення частини трансформаторів;
- зменшення струмів КЗ (на 5–12 %);
- критичний режим для чутливості МСЗ.

У ранковий період:

- короточасні струми зростають через значне навантаження трансформаторів;

- підвищуються пускові струми -> ризик помилкових спрацювань.

У денний період:

- найстабільніший рівень короткозамикальних струмів;
- забезпечується оптимальний запас чутливості.

У вечірній пік:

• висока завантаженість трансформаторів -> зменшення  $Z_{\Sigma}$  -> зростання струмів КЗ;

- чутливість захисту максимальна;
- але ризик зниження селективності (через інверсні характеристики).

Вплив добових навантажень на чутливість релейного захисту:

Чутливість визначається:

$$K_{\text{чут}} = \frac{I_{k,\text{min}}}{I_{\text{уст}}} \quad (5.6)$$

Нічний мінімум — найгірша чутливість:

- $I_{k,\text{min}}$  знижується через збільшення опору електричної мережі.
- Ризик, що:
- МСЗ не «побачить» КЗ на кінцях ліній;
- струмова відсічка не покриє потрібну зону дії.

Ранковий та денний періоди — нормальна чутливість:

• Високі струми навантаження не впливають на чутливість, якщо уставки вибрані правильно.

- Рівні КЗ стабільні,  $Z_{\Sigma}$  мінімальна.

Вечірній пік — надлишкова чутливість:

- $I_k$  максимальний -> МСЗ має надлишковий запас чутливості.
- Але можуть виникати хибні пуски через:
- несиметрію фаз
- гармоніки
- пускові струми.

Для більшої наглядності можна побудувати таблицю:

Таблиця 5.1. – Вплив на характеристики залежно від періоду доби

Період доби	Струми КЗ	Чутливість МСЗ	Ризики
00:00 – 05:00	Найменші	Найгірша	Втрата чутливості, ненадійне виявлення КЗ
06:00–09:00	Зростають	Добра	Хибні пуски через пуски двигунів
10:00–16:00	Стабільні	Найкраща	Мінімальні ризики
17:00–21:00	Максимальні	Найвища	Неселективність при високих струмах
22:00–00:00	Зменшуються	Нормальна	Перехідні стани

#### 5.4. Вплив роботи декількох джерел живлення (системна напруга, резервний трансформатор)

На параметри короткозамикального режиму, еквівалентну опір мережі та роботу пристроїв релейного захисту значно впливає наявність у системі електропостачання двох джерел живлення, основного живлення від системи 110 кВ і резервного трансформатора. Зміна конфігурації живлення безпосередньо впливає на величину струмів короткого замикання. Це може збільшити або зменшити чутливість, селективність і швидкодію РЗА.

##### 5.4.1. Робота при двох трансформаторах (паралельна робота):

- Еквівалентний опір зменшується

$$Z_{\text{екв}} = \frac{Z_{T1} * Z_{T2}}{Z_{T1} + Z_{T2}} \quad (5.7)$$

- Струми КЗ збільшуються на 30–70 %
- Реле впевнено «бачать» КЗ у віддалених точках,
- Запас чутливості зростає.
- Селективність може погіршитись, бо високі струми КЗ призводять до роботи інверсних характеристик у «швидкій» частині.

Особливо важливо перевіряти:

- селективність між відсічками сусідніх фідерів;
- селективність між МСЗ на секціях та лініях.

#### **5.4.2. Робота при живленні від резервної системної напруги:**

У цьому режимі ГПП живиться від іншої підстанції або іншої лінії 110 кВ.

Можуть виникати такі ефекти:

- Зміна напруги на шинах 110кВ
- Зміна X/R відношення
- Можливі коливання напруги при перемиканні
- Зміна умов для однофазних КЗ

#### **5.4.3. Вплив роботи двох джерел на уставки релейного захисту:**

Наявність декількох джерел створює необхідність:

1. Вибору уставок з урахуванням найгіршого режиму (мінімального струму КЗ). Зазвичай це режим від одного джерела.

2. Перевірки на селективність у режимах максимальних струмів КЗ (два джерела). У цьому режимі важливо:

- обмежити зону дії відсічки,
  - коректно задати часові затримки МСЗ.
3. Використання груп уставок
- Group A: робота одного трансформатора,
  - Group B: паралельна робота двох трансформаторів,
  - Group C: живлення від резервної системи.

Перемикання груп може бути автоматичним через:

- SCADA,
- сигнали положення вимикачів,
- телеметрію трансформаторів.

Побудуємо таблицю для наглядних результатів дослідження:

Таблиця 5.2. – Вплив декількох джерел живлення

Режим	Струми КЗ	Чутливіст	Селективнісіт	Основні ризики
Один трансформатор	Низькі	Найгірша	Добра	Втрата чутливості МСЗ
Два трансформатори	Високі	Висока	Може порушитись	Неселективність
Резервна система	Середні/мінли	Змінна	Нестійка	Хибні спрацювання

### Висновки до розділу 5

У п'ятому розділі розглядається робота релейного захисту та фактори, що впливають на величину струмів короткого замикання в умовах реальної експлуатації ГПП 110/10 кВ. Враховувалися такі фактори, як якість електроенергії, наявність гармонік, добові коливання навантаження та конфігурація джерел живлення, як температура. Аналіз показав, що ці елементи мають здатність змінювати як симетричні, так і аперіодичні складові короткозамикальних струмів. Це може вплинути на еквівалентний опір системи та спричинити значні розбіжності в роботі ПРЗА.

Встановлено, що підвищення температури обмоток трансформатора зменшує струми КЗ через збільшення активного опору. Це означає, що навіть у найменших режимах існує ризик нестачі чутливості захистів. Насичення трансформаторів струму, помилкові спрацювання або заниження вимірних значень можуть бути результатом гармонік і викривлення струму. Це особливо важливо для МСЗ і захистів від замикань на землю. Добові профілі навантаження також призводять до значних змін еквівалентного опору та рівнів короткозамикальних струмів. Аналіз впливу на декілька джерел живлення показав, що робота одного трансформатора створює найгірший режим чутливості, тоді як робота двох трансформаторів паралельно створює струми КЗ і створює ризик втрати селективності.

## ВИСНОВКИ

У дипломній роботі проведено комплексне дослідження особливостей формування та оптимізації уставок релейного захисту на вводі ГПП 110/10 кВ в умовах зміни навантаження від 30 до 110 %. Закономірності впливу навантаження, конфігурації мережі та технічного стану обладнання на величини короткозамикальних струмів і роботу ПРЗА були визначені за допомогою теоретичного аналізу, математичних розрахунків і оцінки режимних факторів.

У першому розділі розглядаються традиційні та сучасні методи вибору уставок, а також розглядаються особливості роботи систем електропостачання при змінних навантаженнях. Показано, що традиційні методи не забезпечують необхідної адаптивності в умовах динамічних режимів споживання, високої частки ВДЕ та змінної топології мережі.

У другому розділі розраховано трифазні та однофазні струми короткого замикання для різних режимів навантаження, а також визначено мінімальні та максимальні значення. На основі цих даних прийнято ставити максимальний струмовий захист, струмову відсічку та резервний захист відповідно до чутливості, селективності та часу спрацювання.

У третьому розділі розглядаються зв'язки між навантаженням, струмами КЗ і уставками ПРЗА. Побудовані залежності показали, що фіксовані уставки не забезпечують стабільної роботи в діапазоні від 30 до 110 %. Це було особливо помітно в умовах низького навантаження та мінімальних струмів КЗ. Результати підтвердили необхідність використання адаптивних або режимно орієнтованих схем релейного захисту.

У четвертому розділі розглядаються реальні експлуатаційні фактори, такі як температури обмоток трансформаторів, якість електроенергії, гармонік, профілі навантаження щодня та різні конфігурації джерел живлення. Показано, що симетричні та аперіодичні складові струму КЗ можуть змінюватися на 5–20 % через ці фактори. Це значно впливає на роботу ПРЗА та вимагає врахування під час вибору уставок.

Проведені дослідження дозволяють сформулювати такі ключові висновки:

- Зміна навантаження від 30 до 110 % значно впливає на величину короткозамикальних струмів, а також на ефективність МСЗ і відсічок.
- При низькому навантаженні та роботі одного трансформатора мінімальні струми КЗ створюють ризик недостатньої чутливості традиційних схем захисту.
- Під час пікових навантажень і паралельної роботи трансформаторів спостерігаються максимальні струми КЗ, що ускладнює забезпечення селективності.
- Вторинні струми ПРЗА можуть бути змінені гармоніями, температурою та якістю електроенергії, що може спотворити результати вимірювання.
- Фіксовані уставки релейного захисту не гарантують стабільну роботу в будь-якій конфігурації мережі та діапазоні навантажень.
- Використання адаптивних уставок, груп уставок або інтелектуальних алгоритмів, які коригують уставки відповідно до реальних параметрів режиму, є найефективнішим методом.

Таким чином, у роботі показано, що застосування режимно-адаптивних методів підвищує надійність, чутливість і селективність релейного захисту ГПП 110/10 кВ. Крім того, ці методи гарантують стабільне функціонування релейного захисту в умовах значної варіації навантаження, змін конфігурації живлення та впливу зовнішніх факторів.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Modeling of Measuring Transducers for Relay Protection Systems of Electrical Installations [Електронний ресурс]. – 2025. – Режим доступу:  
<https://www.mdpi.com/1424-8220/25/2/344>
2. COMPARATIVE ANALYSIS OF ADAPTIVE PROTECTION FOR MICROGRIDS, BASED IN OVERCURRENT RELAYS [Електронний ресурс]. – 2023. – Режим доступу:  
<https://repositorio.utp.edu.co/server/api/core/bitstreams/bccb7ea1-74b4-4a33-a7a9-f0b2b4210f18/content>
3. Intelligent System of Relay Protection of Electrical Network 6-10 kV with the Implementation of Automatic Correction of the Operation Set Point [Електронний ресурс]. – 2023. – Режим доступу:  
[https://journal.ie.asm.md/assets/files/02\\_03\\_59\\_2023.pdf](https://journal.ie.asm.md/assets/files/02_03_59_2023.pdf)
4. Development of microprocessor device of relay protection based on open architecture using Industrial Internet of Things technology [Електронний ресурс]. – 2024. – Режим доступу:  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877050923021750?via%3Dihub>
5. Research of the system-on-chip-based relay protection technology [Електронний ресурс]. – 2023. – Режим доступу:  
<https://www.frontiersin.org/journals/energy-research/articles/10.3389/fenrg.2023.1105148/full>
6. Design and Implementation of Universal Platform for Teaching Experimental of Microcomputer Relay Protection [Електронний ресурс]. – 2020. – Режим доступу:  
<https://dl.acm.org/doi/10.1145/3419635.3419639>
7. Спосіб реалізації цифровізації релейного захисту та автоматики для електроенергетичних об'єктів розподілення з напругою 6-10 кВ [Електронний ресурс]. – 2025. – Режим доступу:  
<http://eree.khpi.edu.ua/article/view/334222>

8. Evaluation IEC 61850 Protocols based Protection Schemes of Digital Substation [Электронный ресурс]. – 2023. – Режим доступа: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10149234>
9. Calculation of short-circuit currents [Электронный ресурс]. – 2024. – Режим доступа: [https://digital-library.theiet.org/doi/10.1049/pbpo065e\\_ch2](https://digital-library.theiet.org/doi/10.1049/pbpo065e_ch2)
10. Short-Circuit Currents [Электронный ресурс]. – 2022. – Режим доступа: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/9783527803422.ch8>
11. Smart technique for calculating fault current model parameters using short circuit current measurements [Электронный ресурс]. – 2025. – Режим доступа: <https://www.nature.com/articles/s41598-025-12475-9>
12. Research on Short Circuit Current Calculation Algorithm Based on Steam Turbine Generator in Complex Power Grids [Электронный ресурс]. – 2024. – Режим доступа: <https://dl.acm.org/doi/10.1145/3674225.3674356>
13. Load-Flow-Based Calculation of Initial Short-Circuit Currents for Converter-Based Power System [Электронный ресурс]. – 2024. – Режим доступа: <https://www.mdpi.com/1996-1073/18/15/4045>
14. Multi-source Collaborative Short-circuit Current Calculation Method [Электронный ресурс]. – 2025. – Режим доступа: <https://ieeexplore.ieee.org/document/11089050>
15. The efficiency of electric power supply with the transmission of peak loads to distributed generation [Электронный ресурс]. – 2021. – Режим доступа: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/866/1/012032>
16. Study of the Load, the Power Factor and the Losses of Active Power in the Power Supply System of a Seaport [Электронный ресурс]. – 2023. – Режим доступа: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10406191>
17. The efficiency of electric power supply with the transmission of peak loads to distributed generation [Электронный ресурс]. – 2021. – Режим доступа: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/866/1/012032>

18. Technology for Determining the Operational Settings of Remote Protection of Electric Transmission Lines Using Mathematical Models [Електронний ресурс]. – 2024. – Режим доступу: <https://link.springer.com/article/10.1007/s10749-024-01713-1>
19. A New Method to Assess the Reliability and Security of Urban Electrical Substations [Електронний ресурс]. – 2024. – Режим доступу: <https://www.mdpi.com/2673-4826/5/4/50>
20. 110 kV substation relay protection [Електронний ресурс]. – 2020. – Режим доступу: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/1633/1/012108>
21. АНАЛІЗ РЕЖИМУ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ПРИ ОДНОФАЗНИХ КЗ НАПРУГОЮ 6-35 КВ [Електронний ресурс]. – 2021. – Режим доступу: <https://elen.donntu.edu.ua/2074-2630-2021-2-35-40.pdf>
22. The Use of Instantaneous Overcurrent Relay in Determining the Threshold Current and Voltage for Optimal Fault Protection and Control in Transmission Line [Електронний ресурс]. – 2023. – Режим доступу: <https://www.mdpi.com/2624-6120/4/1/7>
23. Comparison of Current Ratio Errors of Support and Toroidal Type CTs in Electric Power Systems: A Case Study [Електронний ресурс]. – 2025. – Режим доступу: <https://ieeexplore.ieee.org/document/11077131>
24. Statistical Analysis of Protection Current Transformer Performance Based on Error Ratio and Knee Voltage on 20 kV Feeder at Bangka Transmission and Substation Service Unit [Електронний ресурс]. – 2025. – Режим доступу: <https://ecotipe.ubb.ac.id/index.php/ecotipe/article/view/4558>
25. Compliance Verification of Current Transformers for Relay Protection Devices Under Emergency Conditions [Електронний ресурс]. – 2023. – Режим доступу: <https://link.springer.com/article/10.1007/s10749-023-01585-x>
26. Adaptive Protection Coordination Scheme Using Numerical Directional Overcurrent Relays [Електронний ресурс]. – 2018. – Режим доступу: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8356105>

27. Optimal data-driven adaptive overcurrent relay coordination for active distribution networks [Електронний ресурс]. – 2023. – Режим доступу: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779623009653?via%3Dihub>
28. Fuzzy adaptive setting for time-current-voltage based overcurrent relays in distribution systems [Електронний ресурс]. – 2018. – Режим доступу: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S014206151832475X?via%3Dihub>
29. Communication-Less Adaptive Overcurrent Protection for Highly Reconfigurable Systems Based on Nonparametric Load Flow Models [Електронний ресурс]. – 2023. – Режим доступу: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10311383>
30. СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ [Електронний ресурс]. – 2014. – Режим доступу: <https://ep.kpi.ua/files/Metod/%D0%9C%D0%B5%D1%82%D0%BE%D0%B4%D0%B8%D1%87%D0%BA%D0%B8%20%D0%A1%D0%95%D0%9F/%D0%A0%D0%A0%20%D0%B4%D0%BB%D1%8F%20%D0%B3%D1%80%D1%83%D0%BF%20%D0%9E%D0%95.pdf>
31. СТРУМИ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ У ТРИФАЗНИХ СИСТЕМАХ ЗМІННОГО СТРУМУ [Електронний ресурс]. – 2007. – Режим доступу: [https://www.ksv.biz.ua/GOST/DSTY\\_ALL/DSTU5/dstu\\_ies\\_60909-0-2007.pdf](https://www.ksv.biz.ua/GOST/DSTY_ALL/DSTU5/dstu_ies_60909-0-2007.pdf)