

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ  
СІКОРСЬКОГО»**

**Факультет електроенерготехніки та автоматики**

**Кафедра автоматизації енергосистем**

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Денис ДЕРЕВ'ЯНКО

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2026 р.

**Дипломний проєкт**

**на здобуття ступеня бакалавра з**

**а освітньо-професійною програмою «Управління, захист та  
автоматизація енергосистем»**

**спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка»**

**на тему: «Модернізація релейного захисту силового  
трансформатора на підстанції 110/35/10»**

Виконав:

студент IV курсу, групи ЕК-321

Якубишин Назар Павлович \_\_\_\_\_

Керівник:

Асистент Гулий Володимир Сергійович \_\_\_\_\_

Рецензент:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Засвідчую, що у цьому дипломному проєкті  
немає запозичень з праць інших авторів без  
відповідних посилань.

Студент \_\_\_\_\_

Київ 2026

**Національний технічний університет України  
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»  
Факультет електроенерготехніки та автоматики  
Кафедра автоматизації енергосистем**

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність - 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітньо-професійна програма «Управління, захист та автоматизація енергосистем»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Денис ДЕРЕВ'ЯНКО

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2026 р.

**ЗАВДАННЯ**

**на дипломний проєкт студенту**

Якубину Назару Павловичу

1. Тема проєкту «Модернізація релейного захисту силового трансформатора на підстанції 110/35/10», керівник проєкту асистент Гулий Володимир Сергійович, затверджені наказом по університету від «25 » травня 2026р. № 1891-с

2. Термін подання студентом проєкту 08 червня 2026р

3. Вихідні дані до проєкту Схема підстанції. Матеріали науково-дослідних та проєктних організацій. Каталоги виробників обладнання. Довідкова література.

4. Зміст пояснювальної записки.

1. Опис підстанції «навчальна»;

2. Вибір та опис захистів трансформатора;

3. Розрахунок уставок захистів;

5. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентацій тощо).

1. Головна схема підстанції 110/35/10 кВ «Навчальна»;

2. Розташування РЗА;

3. Диференційний захист;

4. Презентація

6. Дата видачі завдання «\_\_» \_\_\_\_\_ 2026р.

#### Календарний план

| №<br>з/п | Назва етапів виконання роботи                | Строк виконання<br>етапів роботи | Примітка |
|----------|----------------------------------------------|----------------------------------|----------|
| 1        | Аналіз схеми та обладнання                   | 25.01.2026                       |          |
| 2        | Розрахунок струмів короткого<br>замикання    | 18.02.2026                       |          |
| 3        | Вибір захисту трансформатора та<br>його опис | 27.03.2026                       |          |
| 4        | Розрахунок уставок                           | 01.05.2026                       |          |
| 5        | Графічна частина. Оформлення<br>роботи       | 31.05.2026                       |          |

Студент  
Керівник

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Назар Якубишин  
Володимир Гулий

## ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ

| № з/п | Формат | Позначення          | Найменування                                      | Кількість листів | Примітка |
|-------|--------|---------------------|---------------------------------------------------|------------------|----------|
| 1     | A4     |                     | Завдання на дипломний проєкт                      | 1                |          |
| 2     | A4     | 141.ЕКз2108.008.ДБ  | Пояснювальна записка                              | 75               |          |
| 3     | A1     | 141.ЕКз2108.008.ТК1 | Головна схема підстанції 110/35/10 кВ «Навчальна» | 1                |          |
| 4     | A1     | 141.ЕКз2108.008.ТК2 | Розташування РЗА                                  | 1                |          |
| 5     | A1     | 141.ЕКз2108.008.ТК3 | Диференційний захист                              | 1                |          |

|           |                 |          |        |      |                                             |      |         |  |
|-----------|-----------------|----------|--------|------|---------------------------------------------|------|---------|--|
|           |                 |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ                          |      |         |  |
|           |                 |          |        |      |                                             |      |         |  |
| Змн.      | Арк.            | № докум. | Підпис | Дата | Відомість дипломного проєкту                |      |         |  |
| Розроб.   | Якубишин Н.П.   |          |        |      |                                             |      |         |  |
| Перевір.  | Гулий В.С.      |          |        |      |                                             |      |         |  |
| Реценз.   |                 |          |        |      |                                             |      |         |  |
| Н. Контр. | Ягельський Є.О. |          |        |      |                                             |      |         |  |
| Затверд.  | Дерев'янка Д.Г. |          |        |      |                                             |      |         |  |
|           |                 |          |        |      | Літ.                                        | Арк. | Аркушів |  |
|           |                 |          |        |      |                                             |      | 4       |  |
|           |                 |          |        |      | КПІ «ім. Ігоря Сікорського»<br>група ЕКз-21 |      |         |  |

**Пояснювальна записка  
до дипломного проєкту  
на тему: «Модернізація релейного захисту силового  
трансформатора на підстанції 110/35/10»**

Київ – 2026 року

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 75 с., 9 рис., 16 табл., 3 плакати, 21 бібліогр. найменувань.

**Об'єкт дослідження** — електрична підстанція «навчальна» напругою 110/35/10 кВ та силовий трансформатор Т-3 типу ТРДН-40000/10-76 з розщепленою обмоткою нижчої напруги.

**Предмет дослідження** — релейний захист та автоматика силового трансформатора 110/10 кВ: вибір видів захисту, розрахунок уставок мікропроцесорного пристрою захисту ABB RET 670.

**Мета дослідження** — вибір та налаштування комплексу релейного захисту і автоматики силового трансформатора Т-3 підстанції «навчальна» з обґрунтуванням вибору мікропроцесорного пристрою захисту та розрахунком числових уставок усіх функцій захисту.

**Рекомендації щодо використання:** результати розрахунку уставок та розроблена методика можуть застосовуватись при проектуванні та введенні в роботу систем релейного захисту підстанцій 110/35/10 кВ з трансформаторами типу ТРДН та мікропроцесорними пристроями захисту серії ABB Relion 670.

**Ключові слова:** РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР, ПІДСТАНЦІЯ, КОРОТКІ ЗАМИКАННЯ, ДИФЕРЕНЦІЙНИЙ ЗАХИСТ, ГАЗОВИЙ ЗАХИСТ, МАКСИМАЛЬНИЙ СТРУМОВИЙ ЗАХИСТ, RET 670, ABB RELION, ІЕС 61850, УСТАВКИ ЗАХИСТУ, ТРДН, РОЗЩЕПЛЕНА ОБМОТКА, BUSCHOLZ, РГЧЗ-66.

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 6    |

## ABSTRACT

Explanatory note: 75 p., 9 fig., 16 tab., 3 drawing, 21 references.

**Object of research** — the "Navchalna" 110/35/10 kV electrical substation and its power transformer T-3 of type TRDN-40000/10-76 with a split low-voltage winding.

**Subject of research** — relay protection and automation of a 110/10 kV power transformer: selection of protection types and calculation of settings for the ABB RET 670 microprocessor protection IED.

**Purpose of research** — selection and configuration of a comprehensive relay protection system for power transformer T-3 at the "Navchalna" substation, with justification of the chosen IED and numerical calculation of all protection settings.

**Recommendations for use:** the calculated settings and methodology can be applied in the design and commissioning of relay protection systems for 110/35/10 kV substations with TRDN-type transformers and ABB Relion 670 microprocessor protection devices.

**Keywords:** RELAY PROTECTION, POWER TRANSFORMER, SUBSTATION, SHORT-CIRCUIT CURRENTS, DIFFERENTIAL PROTECTION, GAS PROTECTION, OVERCURRENT PROTECTION, RET 670, ABB RELION, IEC 61850, PROTECTION SETTINGS, TRDN, SPLIT WINDING, BUCHHOLZ RELAY, OLTC PROTECTION

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.EK32108.008.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 7    |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

## ЗМІСТ

|                                                                       |    |
|-----------------------------------------------------------------------|----|
| ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ .....                                     | 10 |
| ВСТУП.....                                                            | 11 |
| 1 ОПИС ПІДСТАНЦІЇ «НАВЧАЛЬНА» .....                                   | 13 |
| 1.1 Опис схеми та основного обладнання підстанції .....               | 13 |
| 1.2 Основне обладнання підстанції .....                               | 15 |
| 1.2.1 Силові трансформатори.....                                      | 15 |
| 1.2.2 Приєднання 110 кВ .....                                         | 16 |
| 1.2.3 Розподільчий пристрій 35 кВ.....                                | 17 |
| 1.2.4 Розподільчий пристрій 10 кВ.....                                | 18 |
| 1.3 Розрахунок струмів КЗ .....                                       | 20 |
| 1.3.1. Визначення опорів елементів схеми заміщення .....              | 21 |
| 1.3.1.1 Базові величини та опір системи .....                         | 21 |
| 1.3.1.2 Опори триобмоткових трансформаторів Т-1 та Т-2 .....          | 22 |
| 1.3.2 Розрахунок струмів КЗ у розрахункових точках .....              | 25 |
| 1.3.4 Перевірка комутаційного обладнання .....                        | 32 |
| 1.3.4.1 Загальні умови перевірки .....                                | 32 |
| 1.3.3.2 Вимикачі 110 кВ (ОД-110м/600, КЗ-110м).....                   | 33 |
| 1.3.3.3 Вимикачі 35 кВ (ВМ-35/600) .....                              | 33 |
| 1.3.3.4 Вимикачі 10 кВ (ВМПЗ-10/3200-31.5, ВМП-10х/600) .....         | 33 |
| Висновки .....                                                        | 33 |
| 2 ВИБІР ТА ОПИС ЗАХИСТІВ ТРАНСФОРМАТОРА .....                         | 35 |
| 2.1.1 Розрахунок номінальних струмів .....                            | 36 |
| 2.2 Загальні вимоги до захистів трансформатора Т-3 .....              | 37 |
| 2.3 Основні захисти трансформатора Т-3. Вибір основного захисту ..... | 38 |
| 2.3.1 Поздовжній диференційний струмовий захист .....                 | 38 |
| 2.3.1.1 Загальний опис пристрою RET 670 .....                         | 39 |
| 2.3.1.2 Апаратна частина пристрою .....                               | 41 |
| 2.3.1.3 Функції захисту, реалізовані в RET 670 .....                  | 42 |
| 2.3.1.4 Диференційний захист трансформатора (87T / PDIF).....         | 43 |
| 2.3.1.5 Блокування при кидку струму намагнічення .....                | 44 |
| 2.3.1.6 Тепловий захист від перевантаження (49 / PTTR).....           | 44 |
| 2.3.2 Газовий захист .....                                            | 45 |
| 2.3.2.1 Вимоги до вибору газових реле для Т-3 .....                   | 45 |

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 8    |

|         |                                                                     |    |
|---------|---------------------------------------------------------------------|----|
| 2.3.2.2 | Вибір газового реле для основного бака.....                         | 46 |
| 2.3.2.3 | Вибір газового реле для відсіку РПН.....                            | 49 |
| 2.3.2.4 | Схема підключення до RET 670 .....                                  | 50 |
| 2.3.2.5 | Монтаж, налаштування та технічне обслуговування.....                | 52 |
| 2.4     | Резервні захисти трансформатора Т-3 .....                           | 53 |
| 2.4.1   | Максимальний струмовий захист з пуском по напрузі.....              | 53 |
| 2.4.2   | Струмова відсічка.....                                              | 54 |
| 2.4.3   | Захист від однофазних замикань на землю (сторона ВН) .....          | 54 |
| 2.4.4   | Захист від перевантаження.....                                      | 55 |
| 2.4.5   | Порівняльний аналіз та обґрунтування вибору резервних захистів..... | 55 |
|         | Висновки .....                                                      | 57 |
| 3       | РОЗРАХУНОК УСТАВОК ЗАХИСТІВ .....                                   | 59 |
| 3.1     | Вихідні дані для розрахунку уставок .....                           | 59 |
| 3.2     | Розрахунок уставок основного захисту .....                          | 61 |
| 3.2.1   | Розрахунок коефіцієнта небалансу.....                               | 61 |
| 3.2.2   | Мінімальний струм спрацювання (IdMin).....                          | 61 |
| 3.2.3   | Нахил гальмівної характеристики (SlopeSection2) .....               | 62 |
| 3.2.4   | Уставка диференційної відсічки (IdUnrestricted) .....               | 63 |
| 3.2.5   | Перевірка чутливості диференційного захисту .....                   | 63 |
| 3.2.6   | Зведені уставки диференційного захисту RET 670 .....                | 64 |
| 3.3     | Розрахунок уставок резервних захистів.....                          | 65 |
| 3.3.1   | Максимальний струмовий захист (МСЗ) — сторона ВН 110 кВ.....        | 65 |
| 3.3.2   | МСЗ нульової послідовності — сторона ВН 110 кВ.....                 | 66 |
| 3.3.3   | Захист від перевантаження — тепловий захист (PTTR) .....            | 66 |
| 3.3.4   | Захист від відмови вимикача (ПРВВ, 50BF / CCRBRF).....              | 67 |
| 3.3.5   | Зведені уставки резервних захистів .....                            | 67 |
| 3.4     | Зведена таблиця всіх прийнятих уставок .....                        | 68 |
|         | Висновки .....                                                      | 69 |
|         | ВИСНОВКИ.....                                                       | 72 |
|         | ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ.....                                        | 74 |

## ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ

**АВР** — автоматичне введення резервного живлення  
**АПВ** — автоматичне повторне включення  
**АЦП** — аналого-цифровий перетворювач  
**ВН** — висока напруга  
**ВРП** — відкритий розподільчий пристрій  
**ДГК** — дугогасна котушка  
**ЗН** — заземлювач нейтралі  
**ІЕД (IED)** — інтелектуальний електронний пристрій  
**КЗ** — коротке замикання  
**КРУ** — комплектна розподільча установка  
**МЛР** — міжлінійний роз'єднувач  
**МСЗ** — максимальний струмовий захист  
**НН** — низька напруга  
**ОЗЗ** — однофазне замикання на землю  
**ОПН** — обмежувач перенапруг  
**ПЕРШВ (ПЕРШВ)** — пристрій резервування при відмові вимикача  
**ПЛ** — повітряна лінія  
**ПС** — підстанція  
**ПУЕ** — правила улаштування електроустановок  
**РЗ** — релейний захист  
**РЗА** — релейний захист та автоматика  
**РПН** — регулювання під навантаженням  
**СВ** — секційний вимикач  
**СН** — середня напруга  
**ТВП** — трансформатор власних потреб  
**ТН** — трансформатор напруги  
**ТС** — трансформатор струму  
**ВРП** — відкритий розподільчий пристрій  
**в.о.** — відносні одиниці  
**ARTD** — Automatic Ratio-off-load Tap setting Detection (автоматичне відстеження положення РПН)  
**BFP** — Breaker Failure Protection (захист від відмови вимикача)  
**GOOSE** — Generic Object Oriented Substation Events  
**IEC** — International Electrotechnical Commission (Міжнародна електротехнічна комісія)  
**MMS** — Manufacturing Message Specification  
**OLTC** — On-Load Tap Changer (пристрій РПН)  
**PDIF** — диференційний захист (код IEC)  
**PTOC** — максимальний струмовий захист (код IEC)  
**PTTR** — тепловий захист від перевантаження (код IEC)  
**PVRH** — захист від перезбудження V/Hz (код IEC)  
**SCADA** — Supervisory Control And Data Acquisition

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 10   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

## ВСТУП

Надійність електропостачання є однією з ключових умов функціонування сучасної економіки та забезпечення безпеки критичної інфраструктури. Трансформатори напругою 110/10 кВ є базовими елементами розподільчих електричних мереж України — саме через них здійснюється перетворення та розподіл електроенергії між споживачами різних категорій. За даними НЕК «Укренерго», значна частина силових трансформаторів підстанцій 110 кВ відпрацювала нормативний строк служби (25 років) і потребує або заміни, або модернізації систем захисту та автоматики.

В умовах збройного конфлікту та систематичних ударів по об'єктах енергетичної інфраструктури питання надійності та швидкодії релейного захисту трансформаторів набуло особливої гостроти. Відмова або помилкове спрацювання захисту трансформатора може призвести до його виходу з ладу, тривалого знеструмлення споживачів і значних збитків для відновлення. Тому вдосконалення систем релейного захисту силових трансформаторів є актуальним науково-технічним завданням.

Традиційні системи релейного захисту трансформаторів, побудовані на електромеханічних та напівпровідникових реле (ДЗТ-11, РНТ-565, ЕПД-5 тощо), мають суттєві недоліки: невисоку точність вимірювання, складність налаштування, значний обсяг вторинної комутації та обмежені діагностичні можливості. Відповідно до досвіду провідних енергетичних компаній та рекомендацій CIGRE, заміна застарілих реле на мікропроцесорні інтелектуальні електронні пристрої (IED) є основним напрямком модернізації релейного захисту у світовій практиці.

Аналіз зарубіжного та вітчизняного досвіду показує, що мікропроцесорні пристрої захисту серій ABB Relion (RET670), Siemens SIPROTEC (7UT86), SEL-387 та GE T60 витіснили електромеханічні аналоги на більшості нових і модернізованих підстанцій. Ці пристрої реалізують у єдиному блоці весь

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 11   |

комплекс захистів трансформатора — диференційний, газовий, МСЗ, тепловий — та забезпечують цифровий зв'язок за стандартом IEC 61850, що дозволяє інтегрувати їх у системи SCADA та дистанційного керування без додаткових проміжних пристроїв.

Об'єктом проектування у даній роботі є трансформатор Т-3 на підстанції «навчальна» напругою 110/35/10 кВ, а саме його захист.

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 12   |

# 1 ОПИС ПІДСТАНЦІЇ «НАВЧАЛЬНА»

## 1.1 Опис схеми та основного обладнання підстанції

Підстанція «Навчальна» з номінальною напругою 110/35/10 кВ є вузловою розподільчою підстанцією. Вона забезпечує живлення споживачів комунального та промислового характеру через розподільчі пристрої 35 кВ та 10 кВ.

Живлення підстанції здійснюється двома незалежними повітряними лініями 110 кВ: ПЛ-110 «Лінія 1» та ПЛ-110 «Лінія 2». Особливістю схеми є відсутність збірних шин 110 кВ — кожна лінія підключена безпосередньо до свого трансформатора через відокремлювач і короткозамикач. ПЛ-110 «Лінія 1» живить Т-1 та, через міжсекційний роз'єднувач МЛР-110 №1 (МОДВ-110, нормально замкнений), забезпечує основне живлення Т-3. ПЛ-110 «Лінія 2» живить Т-2 та через МЛР-110 №2 (МОДО-110, нормально розімкнений) може служити резервним джерелом для Т-3.

На підстанції встановлено три силових трансформатори: Т-1 (ТДТН-40000/110) та Т-2 (ТДТНГ-40500/110) — триобмоткові, що живлять шини 35 кВ та 10 кВ; Т-3 (ТРДН-40000/10-76) — двообмотковий з розщепленою обмоткою НН, що живить дві незалежні секції шин 10 кВ безпосередньо від лінії 110 кВ. Сумарна встановлена потужність:  $S_{\text{сум}} = 3 \times 40 = 120$  МВА. Технічні характеристики силових трансформаторів наведені в таблиці 1.1

Розподільчий пристрій 35 кВ — відкритого виконання (ВРП-35 кВ) з двома секціями шин, з'єднаних секційним вимикачем СВ-35 (нормально розімкнений). Шинопровід між секціями та до відхідних ліній виконаний проводом АС-185. На кожній секції встановлено трансформатор напруги (ШТН-35 I та II сек. типу ЗНОМ-35-54).

|           |      |                 |        |      |                                |                                             |      |         |
|-----------|------|-----------------|--------|------|--------------------------------|---------------------------------------------|------|---------|
|           |      |                 |        |      | 141.ЕК2110.010.ДБ              |                                             |      |         |
| Змн.      | Арк. | № докум.        | Підпис | Дата | ОПИС ПІДСТАНЦІЇ<br>«НАВЧАЛЬНА» | Літ.                                        | Арк. | Аркушів |
| Розроб.   |      | Якубишин Н.П.   |        |      |                                |                                             |      |         |
| Перевір.  |      | Гулий В.С.      |        |      |                                |                                             | 13   |         |
| Реценз.   |      |                 |        |      |                                | КПІ «ім. Ігоря Сікорського»<br>група ЕКз-21 |      |         |
| Н. Контр. |      | Ягельський Є.О. |        |      |                                |                                             |      |         |
| Затверд.  |      | Дерев'янко Д.Г. |        |      |                                |                                             |      |         |

З'єднання виконані через вимикачі ВМ-35/600 з приводами ПП-61, трансформатори струму ТВД-35-200-600 та лінійні/шинні роз'єднувачі РЛНД-I-35/600 і РЛНД-II-35/600. Від шин 35 кВ відходять лінії до зовнішніх споживачів (Споживач 1, Споживач 2). На стороні 35 кВ Т-1 встановлений роз'єднувач РН-11 та трансформатор струму ТВТ 35м/200-600.

Розподільчий пристрій 10 кВ — закритого виконання (КРУ), виконаний у вигляді чотирьох секцій шин з комплектними розподільчими установками різних серій. Секції I та II живляться від НН обмоток Т-1 та Т-2 відповідно (серія КРУ-2-103). Секція III живиться від першої обмотки НН Т-3 (КРУ-2 10П ЗТЗ), секція IV — від другої обмотки НН Т-3 (КРУ-210п ХЗТП). Між секціями III та IV прокладена шинна перемичка М-100×10. Секції I-II з'єднані між собою секційним вимикачем СВ-10 I-II сек., секції I-III — через СР-10 I-III сек., секції II-IV — через СР-10 II-IVс. Це дозволяє здійснювати АВР при втраті живлення будь-якої секції.

Від кожної секції відходять кабельні лінії 10 кВ до розподільчих пунктів (РП) та трансформаторних пунктів (ТП) споживачів.

Захист від перенапруг забезпечується нелінійними обмежувачами перенапруг (ОПН) з боку 110, 35 та 10 кВ. Вимірювання параметрів мережі

здійснюється за допомогою трансформаторів струму СМР-110 та ТВТ-110м/200-600 (110 кВ), ТВД-35-200-600 (35 кВ), ТПЛ/ТПОЛ/ТПШЛ (10 кВ). Підстанційний пункт управління (ЗПУ) контейнерного типу розміщує панелі релейного захисту, телемеханіки та автоматики.

Таблиця 1.1 — Технічні характеристики силових трансформаторів Т-1, Т-2, Т-3

| Позн. | Марка           | Сном, МВА | U <sub>вн</sub> , кВ | U <sub>нн(сн)</sub> , кВ | U <sub>кз</sub> , % | Тип охол. | Гр.з'єдн.                            |
|-------|-----------------|-----------|----------------------|--------------------------|---------------------|-----------|--------------------------------------|
| Т-1   | ТДТН-40000/110  | 40        | 115±9×1,78%          | 38,5±2×2,5% / 11         | 10,5/17,5/6,5       | ТДТН (Д)  | У <sub>н</sub> /У <sub>н</sub> /Δ-11 |
| Т-2   | ТДТНГ-40500/110 | 40        | 112±4×2,5%           | 38,5±2×2,5% / 11         | 11,0/17,5/6,5       | ТДТН (Д)  | У <sub>н</sub> /У <sub>н</sub> /Δ-11 |

|      |      |          |        |      |                    |  |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|--|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ |  | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |  | 14   |

Продовження таблиці 1.1

| Позн. | Марка                    | Snom,<br>МВА | Uвн, кВ     | Uнн(сн), кВ | Uкз, %       | Тип<br>охол. | Гр.з'єдн. |
|-------|--------------------------|--------------|-------------|-------------|--------------|--------------|-----------|
| Т-3   | ТРДН-<br>40000/10-<br>76 | 40           | 115±9×1,78% | 10,5/10,5   | 11,0 (ВН-НН) | ТРДН<br>(Д)  | Ун/Δ/Δ    |

## 1.2 Основне обладнання підстанції

### 1.2.1 Силові трансформатори

На підстанції встановлено три Т-1 ТДТН-40000/110, Т-2 ТДТНГ-40500/110, Т-3 ТРДН-40000/10-76 Паспортні дані наведено в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 — паспортні дані наведено

| Параметр               | Т-1            | Т-2                 | Т-3                  |
|------------------------|----------------|---------------------|----------------------|
| Марка                  | ТДТН-40000/110 | ТДТНГ-<br>40500/110 | ТРДН-<br>40000/10-76 |
| Потужність, МВА        | 40             | 40,5                | 40 (2×20)            |
| Кількість обмоток      | 3 (ВН/СН/НН)   | 3 (ВН/СН/НН)        | 2 (ВН/НН<br>розщ.)   |
| Напруга ВН, кВ         | 115±9×1,78%    | 112±4×2,5%          | 115±9×1,78%          |
| Напруга СН, кВ         | 38,5±2×2,5%    | 38,5±2×2,5%         | —                    |
| Напруга НН, кВ         | 11             | 11                  | 10,5 / 10,5          |
| Схема з'єднань         | Ун/Ун/Δ-11     | Ун/Ун/Δ-11          | Ун/Δ/Δ               |
| Uкз ВН–НН, %           | 17,5           | 17,5                | 11,0                 |
| Охолодження            | Дуттєве (Д)    | Дуттєве (Д)         | Дуттєве (Д)          |
| Посил. ізоляція<br>(Г) | Ні             | Так                 | Ні                   |
| РПН                    | Так            | Так                 | Так                  |

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 15   |

Продовження таблиці 1.2

| Живлення від      | ПЛ «Лінія 1» | ПЛ «Лінія 2» | ПЛ<br>«Навчальна» |
|-------------------|--------------|--------------|-------------------|
| <b>Шини 35 кВ</b> | Так          | Так          | —                 |
| <b>Шини 10 кВ</b> | Сек. I       | Сек. II      | Сек. III та IV    |

### 1.2.2 Приєднання 110 кВ

Кожна лінія підключається безпосередньо до свого трансформатора. Захист трансформаторів з боку лінії реалізований за схемою «відокремлювач — короткозамикач».

При пошкодженні трансформатора короткозамикач КЗ-110м штучно створює трифазне КЗ у лінії, внаслідок чого спрацьовує релейний захист на живильній підстанції та відключає лінію. У безструмову паузу відокремлювач ОД-110 відключає пошкоджений трансформатор від лінії, після чого лінія повторно включається і продовжує жити решту підстанцій. Таким чином забезпечується відключення пошкодженого трансформатора без повного відключення лінії.

На кожній лінії 110 кВ встановлено: лінійний роз'єднувач ЛР-110 для видимого відключення лінії від підстанції; трансформатори струму типу СМР-110 з вентильними розрядниками ВЗ-1000 (на лінії «Лінія 1» — фази А та В, на лінії «Лінія 2» — фази А, В та С); лінійний роз'єднувач типу РЛНД-ІІ-110/600 (ПРН-220) на вводі кожної лінії. Додатково на лінії «Лінія 1» встановлено розрядник типу ВЗ-600 на фазі А.

Кожен трансформатор підключається до лінії 110 кВ через такий комплект апаратів. Відокремлювачі: для Т-1 та Т-2 — ОД-110м/600 типу ШПО-110 з роз'єднувачем РНДЗ-110/1000; для Т-3 — ОД-110-630 типу ШПО-110 також з роз'єднувачем РНДЗ-110/1000. Короткозамикачі типу КЗ-110м (ШПК) встановлені для кожного трансформатора; у колі кожного короткозамикача встановлено трансформатор струму шинний лінійний типу ТШЛ-0,5-500/7,5.

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 16   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Для захисту від атмосферних та комутаційних перенапруг на кожному приєднанні встановлено розрядник типу РВС-110м.

Вимірювання струму для кіл релейного захисту здійснюється трансформаторами струму типу ТВТ-110м/200-600.

Для організації резервного живлення трансформатора Т-3 від будь-якої з двох ліній встановлено два міжлінійних роз'єднувача. МЛР-110 №1 типу МОДВ-110 з'єднує лінію «Лінія-1» з Т-3 і знаходиться в нормально замкненому стані — це основний режим живлення Т-3. МЛР-110 №2 типу МОДО-110 з'єднує лінію «Лінія-2» з Т-3 і знаходиться в нормально розімкненому стані — використовується як резерв при відключенні лінії «Лінія-2».

### 1.2.3 Розподільчий пристрій 35 кВ

Розподільчий пристрій 35 кВ виконаний у відкритому виконанні (ВРП-35 кВ) і складається з двох секцій шин, з'єднаних між собою секційним вимикачем СВ-35. В нормальному режимі секційний вимикач розімкнений — секції I та II працюють роздільно. Шинопровід між секціями та до відхідних ліній виконаний провідником АС-185. I секція живиться від обмотки СН трансформатора Т-1, II секція — від обмотки СН трансформатора Т-2.

Вимикачі від Т-1 та Т-2 (В-35 Т-1 та В-35 Т-2) мають тип ВМ-35/600 із приводом ПП-61. Такого ж типу і секційний вимикач СВ-35. На кожному приєднанні 35 кВ встановлено трансформатор струму типу ТВД-35-200-600, шинний роз'єднувач РЛНД-II-35/600 та лінійний роз'єднувач РЛНД-I-35/600. Вимірювальні трансформатори струму тороїдального типу ТВТ-35м/200-600 встановлені на вводах та відхідних приєднаннях 35 кВ.

На кожній секції шин 35 кВ встановлено шинний трансформатор напруги (ШТН-35). На I секції — трансформатор струму типу СМР-55 з розрядником ВЗ-1000 на фазі В. На II секції — трансформатор напруги типу ЗНОМ-35-54 із схемою з'єднань «зірка-трикутник» та трансформатор напруги нульової послідовності типу НОМ-35-66 для контролю ізоляції мережі 35 кВ.

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 17   |

Трансформатори власних потреб для живлення власних потреб підстанції підключені до шин 35 кВ через роз'єднувачі Р-35 Т-1 та Р-35 Т-2. Шинопровід між секціями 35 кВ та трансформаторами виконаний кабелем 2АС-500. Від шин 35 кВ відходять відхідні лінії до зовнішніх споживачів через вимикачі ВМ-35/600 з комплектом роз'єднувачів та трансформаторів струму ТВФ 35м/600 або ТФНД 35м/600.

#### 1.2.4 Розподільчий пристрій 10 кВ

Розподільчий пристрій 10 кВ виконаний у закритому виконанні у вигляді чотирьох секцій шин з комплектними розподільчими пристроями (КРУ). Кожна секція живиться від окремої обмотки НН силових трансформаторів підстанції і має власне комутаційне та вимірювальне обладнання. Між секціями передбачені секційні вимикачі та роз'єднувачі для організації АВР при аварійній ситуації. Мережа 10 кВ підстанції «Навчальна» працює з компенсованою нейтраллю — на кожній секції шин встановлено заземлювач нейтралі (ЗН-10) з котушкою дугогасіння для компенсації ємнісних струмів при однофазному замиканні на землю.

Перша секція шин 10 кВ живиться від обмотки НН трансформатора Т-1. Вимикач В-10КВ Т-1 має тип ВМПЗ-10/3200-31.5 із приводом ПЗВ; у колі встановлено шинний трансформатор струму ТПШЛ-10/3000. Шинний трансформатор напруги ТН-10 І секції живить кола релейного захисту. Заземлювач нейтралі ЗН-10 Т-1 підключено до котушки дугогасіння типу ЗРОМ-300/10 (позначення ДГК-3, приєднання ач.№13). Трансформатор власних потреб секції І — ТАМ-1000/10 (ТДГК-10 І секція, напруга  $10 \pm 5\% / 0,23$  кВ).

Від шин секції І відходять кабельні лінії 10 кВ до розподільчих пунктів та трансформаторних підстанцій споживачів. Вимикачі відхідних ліній — переважно типів ВМП-10х/600 та ВМПП-10/630 із приводами ПНВ та ПНВ-10. Трансформатори струму відхідних ліній — типів ТПОЛ-10/800, ТПЛ-10/300-400, ТПОЛ-10/600. Зв'язок з секцією ІІ забезпечується через секційний вимикач СВ-

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 18   |

10 I–II сек. (нормально розімкнений), зв'язок з секцією III — через секційний роз'єднувач СР-10 I–III сек.

Друга секція шин 10 кВ живиться від обмотки НН трансформатора Т-2. Вимикач В-10КВ Т-2 — типу ВМПЗ-10/3200-31.5 із приводом ПЗЕ, у колі — трансформатор струму ТПШЛ-10/3000. Заземлювач нейтралі ЗН-10 Т-2 підключено до котушки дугогасіння ЗРОМ-10/300 та резонансної котушки КДР-50/10. Трансформатор власних потреб секції II — ЗТМ-630/10 (ТДГК-10 II секція, напруга  $10\pm 2\times 2,5\%/0,23$  кВ).

Від шин секції II відходять лінії 10 кВ до споживачів з вимикачами типів ВМП-10х/600, ВМПП-10/630 та ВМП-10х/1500, трансформаторами струму ТПОЛ-10/800, ТПЛ-10/300. Зв'язок з секцією I — через СВ-10 I–II сек., зв'язок з секцією IV — через секційний роз'єднувач СР-10 II–IVс.

Третя секція шин 10 кВ живиться від першої НН-обмотки (НН1) трансформатора Т-3. Вимикач В-10КВ Т-3 — типу ВМПП-103/2500. Заземлювач нейтралі ЗН-10 N1 Т-3 підключено до котушки дугогасіння ЗРОМ-300/10 та котушки РЗДПОМ-300/10 (позначення ДГК-1 та ДГК-2, приєднання ач.№42).

Трансформатор власних потреб секції III — ТМ-630/1 (ТДГК-10кВ IIIс., напруга  $10\pm 2\times 2,5\%/0,23$  кВ).

Від шин секції III відходять кабельні лінії до споживачів з вимикачами ВМП-10х/600 та ВМПП-10/630. Трансформатори струму відхідних ліній — ТПЛМ-10/400, ТПЛ-10/300-400. Секція III з'єднана з секцією IV шинною перемичкою М-100×10, що забезпечує електричний зв'язок між двома НН-обмотками Т-3 при необхідності.

Четверта секція шин 10 кВ живиться від другої НН-обмотки (НН2) трансформатора Т-3. Вимикач В-10КВ Т-3 IV с.ш. — типу ВМПЗ-10/3200-31.5 із приводом ПЗВ-12. Заземлювач нейтралі ЗН-10-2 Т-3 підключено до пристрою нейтралі ЗПЛМ-380/10 (приєднання ач.№58). Трансформатор власних потреб секції IV — ач.ТДГК-10 IV с.ш.

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 19   |

Від шин секції IV відходять лінії до споживачів з вимикачами типів ВМПП-10/630, ВМПП-10/630-20 та ВК-10/630-20. Трансформатори струму відхідних ліній — ТОЛ-10/600, ТПОЛ-10/600. Секція IV з'єднана з секцією II через роз'єднувач СР-10 II–IVс. та з секцією III — через шинну перемичку М-100×10.

### 1.3 Розрахунок струмів КЗ

Розрахунок виконано для визначення максимальних струмів трифазного симетричного короткого замикання) у характерних точках підстанції «Навчальна» з метою перевірки комутаційного обладнання за термічною та електродинамічною стійкістю, а також для подальшого налаштування уставок релейного захисту трансформаторів.

Розрахунок виконано методом відносних одиниць (в.о.) з базовою потужністю  $S_b = 100 \text{ МВА}$ . Метод відносних одиниць дозволяє приводити параметри елементів різних ступенів напруги до єдиної системи без явного перерахунку по коефіцієнтах трансформації. схема заміщення зображена на рисунку 1.1

При розрахунку прийнято такі спрощуючі допущення:

- 1) ємнісні струми та провідності в мережі не враховуються;
- 2) трифазне коло є симетричним — опори фаз рівні між собою;
- 3) відсутнє насичення магнітопроводів трансформаторів та електричних машин;
- 4) струми намагнічування трансформаторів не враховуються;
- 5) зсув за фазою ЕРС різних джерел живлення не враховується (джерела синфазні);
- 6) регулювання напруги під навантаженням (РПН) трансформаторів не впливає на значення  $U_{k3}\%$ ;
- 7) перехідні опори у місці КЗ прийняті рівними нулю (металічне КЗ — дає максимальні значення струмів);
- 8) активні опори елементів не враховуються (допустимо для мереж 35 кВ і вище, де  $X/R \gg 1$ ).

Зазначені допущення дають похибку не більше 10%, що є прийнятним для інженерних розрахунків відповідно до вимог ПУЕ.

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 20   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Вихідні дані для розрахунку: параметри системи живлення, паспортні характеристики силових трансформаторів та топологія схеми підстанції зображені в таблиці 1.3

Таблиця 1.3 — Базові величини та параметри системи

| Параметр                             | Позначення            | Значення       | Одиниця |
|--------------------------------------|-----------------------|----------------|---------|
| Базова потужність                    | <b>S<sub>б</sub></b>  | 100            | МВА     |
| Базова напруга ступеня<br>110 кВ     | <b>U<sub>б1</sub></b> | 115            | кВ      |
| Базова напруга ступеня<br>35 кВ      | <b>U<sub>б2</sub></b> | 37             | кВ      |
| Базова напруга ступеня<br>10 кВ      | <b>U<sub>б3</sub></b> | 10,5           | кВ      |
| Базовий струм ступеня<br>110 кВ      | <b>I<sub>б1</sub></b> | 0.502          | кА      |
| Базовий струм ступеня<br>35 кВ       | <b>I<sub>б2</sub></b> | 1.56           | кА      |
| Базовий струм ступеня<br>10 кВ       | <b>I<sub>б3</sub></b> | 5.499          | кА      |
| Потужність КЗ кожної<br>лінії 110 кВ | <b>S<sub>кз</sub></b> | 2000 (орієнт.) | МВА     |
| Опір системи від кожної<br>лінії     | <b>X<sub>с</sub></b>  | 0.05           | в.о.    |

### 1.3.1. Визначення опорів елементів схеми заміщення

#### 1.3.1.1 Базові величини та опір системи

Базовий струм для кожного ступеня напруги визначається за формулою:

$$I_b = S_b / (\sqrt{3} \cdot U_b) \quad (\text{кА})$$

де **S<sub>б</sub>** — базова потужність = **100 МВА**;

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 21   |

де  $U_6$  — базова напруга відповідного ступеня =  $115 / 37 / 10,5$  кВ;

$$I_{61} = S_6 / (\sqrt{3} \cdot U_{61}) = 100 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 0.502 \text{ кА}$$

$$I_{62} = S_6 / (\sqrt{3} \cdot U_{62}) = 100 / (\sqrt{3} \cdot 37) = 1.56 \text{ кА}$$

$$I_{63} = S_6 / (\sqrt{3} \cdot U_{63}) = 100 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 5.499 \text{ кА}$$

Опір системи від кожної лінії 110 кВ у відносних одиницях:

$$X_c = S_6 / S_{K3} \text{ (в.о.)}$$

$$X_c = 100 / 2000 = 0.05 \text{ в.о.}$$

Обидві лінії («Лінія 1» та «Лінія 2») приймаються з однаковою потужністю  $K3$ , тому  $X_{c1} = X_{c2} = 0,0500$  в.о.

### 1.3.1.2 Опори триобмоткових трансформаторів Т-1 та Т-2

Для триобмоткового трансформатора напруга  $K3$  задається між парами обмоток: ВН-СН ( $U_{K3\_bc}$ ), ВН-НН ( $U_{K3\_bn}$ ), СН-НН ( $U_{K3\_cn}$ ). Опори окремих обмоток визначаються методом розкладу:

$$U_b(\%) = \frac{1}{2} \cdot (U_{K3\_bc} + U_{K3\_bn} - U_{K3\_cn}) \text{ (обмотка ВН)}$$

$$U_c(\%) = \frac{1}{2} \cdot (U_{K3\_bc} + U_{K3\_cn} - U_{K3\_bn}) \text{ (обмотка СН)}$$

$$U_n(\%) = \frac{1}{2} \cdot (U_{K3\_bn} + U_{K3\_cn} - U_{K3\_bc}) \text{ (обмотка НН)}$$

Переведення у відносні одиниці (відносно базової потужності  $S_6$ ):

$$x_T = (U\% / 100) \cdot (S_6 / S_{ном}) \text{ (в.о.)}$$

де  $U\%$  — напруга  $K3$  відповідної обмотки, %;

де  $S_{ном}$  — номінальна потужність трансформатора = **40 МВА**;

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКЗ2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 22   |

**Трансформатор Т-1 (ТДТН-40000/110):  $U_{кз\_вс} = 10,5\%$ ;  $U_{кз\_вн} = 17,5\%$ ;  $U_{кз\_сн} = 6,5\%$**

$$U_B = \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = \frac{1}{2} \cdot 21,5 = 10,75 \%$$

$$U_C = \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = \frac{1}{2} \cdot (-0,5) = -0,25 \%$$

$$U_H = \frac{1}{2} \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = \frac{1}{2} \cdot 13,5 = 6,75 \%$$

$$x_{T1B} = (10,75 / 100) \cdot (100 / 40) = 0,2687 \text{ в.о.}$$

$$x_{T1C} = (-0,25 / 100) \cdot (100 / 40) \approx -0,0063 \text{ в.о.}$$

$$x_{T1H} = (6,75 / 100) \cdot (100 / 40) = 0,1688 \text{ в.о.}$$

**Трансформатор Т-2 (ТДТНГ-40500/110):  $U_{кз\_вс} = 11,0\%$ ;  $U_{кз\_вн} = 17,5\%$ ;  $U_{кз\_сн} = 6,5\%$**

$$U_B = \frac{1}{2} \cdot (11,0 + 17,5 - 6,5) = \frac{1}{2} \cdot 22,0 = 11 \%$$

$$U_C = \frac{1}{2} \cdot (11,0 + 6,5 - 17,5) = \frac{1}{2} \cdot 0,0 = 0 \%$$

$$U_H = \frac{1}{2} \cdot (17,5 + 6,5 - 11,0) = \frac{1}{2} \cdot 13,0 = 6,5 \%$$

$$x_{T2B} = (11 / 100) \cdot (100 / 40) = 0,275 \text{ в.о.}$$

$$x_{T2C} = (0 / 100) \cdot (100 / 40) = 0 \text{ в.о.}$$

$$x_{T2H} = (6,5 / 100) \cdot (100 / 40) = 0,1625 \text{ в.о.}$$

**Трансформатор Т-3 (ТРДН-40000/10-76) — розщеплена обмотка НН**

Т-3 — двообмотковий трансформатор з розщепленою обмоткою нижчої напруги (дві гальванічно незалежні обмотки 10,5 кВ). Для таких трансформаторів стандартно задається одне значення  $U_{кз}$  між ВН та НН (при розімкнутій другій обмотці НН). Схема заміщення — Т-подібна зірка з двома

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 23   |

НН гілками. Паспортні дані та розраховані опори трансформаторів зазначені в таблиці 1.4.

Для розщепленого трансформатора: опір ВН-обмотки та кожної НН-обмотки дорівнюють половині повного  $U_{k3}$ :

$$x_{ТВ} = x_{ТН} = U_{k3} / 2 / 100 \cdot S_6 / S_{ном} \quad (\text{в.о., для кожної гілки})$$

$$x_{ТЗВ} = x_{ТЗН} = 11 / 2 / 100 \cdot 100 / 40 = 0.1375 \text{ в.о.}$$

При КЗ на одній секції 10 кВ (друга розімкнута): повний опір шляху від ВН до точки КЗ:

$$x_{ТЗ(1 \text{ секція})} = x_{ТЗВ} + x_{ТЗН} = 0.1375 + 0.1375 = 0.275 \text{ в.о.}$$

Таблиця 1.4 — Паспортні дані та розраховані опори трансформаторів

| Позн<br>. | Марка                    | $S_n$ ,<br>МВ<br>А | $U_k$<br>з<br>ВН-<br>СН,<br>% | $U_k$<br>з<br>ВН-<br>НН,<br>% | $U_k$<br>з<br>СН-<br>НН,<br>% | $x_{ТВ}$ ,<br>в.о. | $x_{ТС}$ ,<br>в.о. | $x_{ТН}$ ,<br>в.о. | Тип обм.          |
|-----------|--------------------------|--------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|-------------------|
| Т-1       | ТДТН-<br>40000/11<br>0   | 40                 | 10,<br>5                      | 17,<br>5                      | 6,5                           | 0.268<br>7         | 0.006<br>3         | 0.168<br>8         | 110/35/10 кВ      |
| Т-2       | ТДТНГ-<br>40500/11<br>0  | 40                 | 11,<br>0                      | 17,<br>5                      | 6,5                           | 0.275              | 0                  | 0.162<br>5         | 110/35/10 кВ      |
| Т-3       | ТРДН-<br>40000/10<br>-76 | 40                 | —                             | 11,<br>0                      | —                             | 0.137<br>5         | —                  | 0.137<br>5         | 110/10(розщ<br>,) |

### 1.3.2 Розрахунок струмів КЗ у розрахункових точках

Загальний алгоритм для кожної точки КЗ:

- 1) Визначити шляхи живлення до точки КЗ та скласти схему заміщення;
- 2) Знайти результуючий реактивний опір  $X_{рез}$  у відносних одиницях;
- 3) Обчислити струм КЗ в о.о.:  $I^*_{кз} = E^*_c / X_{рез}$  (де  $E^*_c = 1$  в.о.);
- 4) Перевести розрахунковий струм КЗ з відносних одиниць в іменовані:

$$I_{кз^3} = I^*_{кз} \cdot I_б;$$

- 5) Обчислити ударний струм:  $I_{уд} = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{кз^3}$ .

Ударний коефіцієнт  $K_y$  залежить від відношення  $X/R$  кола до місця КЗ: для лінії 110 кВ  $K_y = 1,608$ ; для систем 10/35 кВ, підключених через трансформатор,  $K_y = 1,85$ .

Точка К1 розташована на шинопроводі 110 кВ від лінії «Лінія-1» (між вводом лінії та трансформатором Т-1). Це точка з найменшим результуючим опором на ступені 110 кВ, оскільки від системи до точки КЗ є лише один елемент — опір системи  $X_{с1}$ . Схема заміщення для К1 зображена на рисунку 1.1

Результуючий опір:

$$X_{рез}(K1) = X_{с1} = 0.05 \text{ в.о.}$$

Базовий струм на ступені 110 кВ:

$$I_{б1} = S_б / (\sqrt{3} \cdot U_{б1}) = 100 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 0.502 \text{ кА}$$

Струм трифазного КЗ:

$$I_{кз^3}(K1) = (1 / 0.05) \cdot 0.502 = 20 \cdot 0.502 = 10.04 \text{ кА}$$

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 25   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

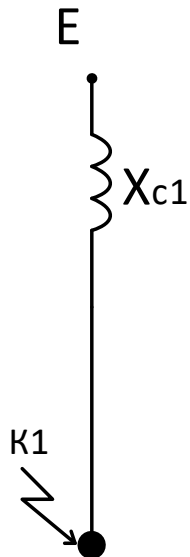


Рисунок 1.1 — Схема заміщення для K1

Ударний струм ( $k_u = 1,608$  для ліній 110 кВ):

$$I_{уд}(K1) = k_u \cdot \sqrt{2} \cdot I_{кз^3} = 1,608 \cdot 1,414 \cdot 10.04 = 22.83 \text{ кА}$$

$$K1: I_{кз^3} = 10.04 \text{ кА}; \quad I_{уд} = 22.83 \text{ кА}$$

Точка K2 розташована на шинах 35 кВ. Від обох ліній ( $X_{c1}$  і  $X_{c2}$ ) живлення надходить через обмотки ВН та СН трансформаторів Т-1 і Т-2 відповідно. Оскільки лінії «Лінія-1» та «Лінія-2» незалежні, це два паралельних шляхи від двох різних джерел.

Схема заміщення для K2 зображена на рисунку 1.2

Шлях 1:  $E1 \rightarrow X_{c1} \rightarrow x_{т1в} \rightarrow x_{т1с} \rightarrow K2$  (від «Лінія-1» через Т-1)

Шлях 2:  $E2 \rightarrow X_{c2} \rightarrow x_{т2в} \rightarrow x_{т2с} \rightarrow K2$  (від «Лінія-2» через Т-2)

Шляхи з'єднані паралельно.

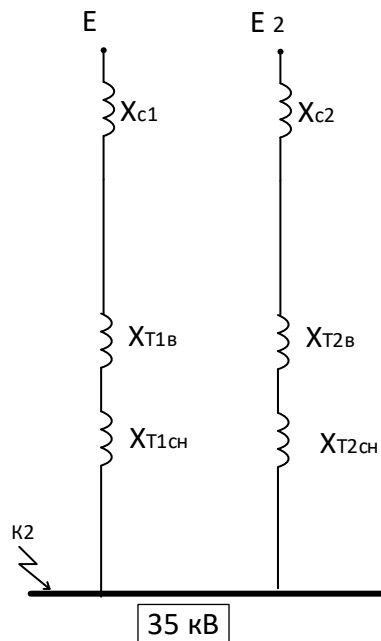


Рисунок 1.2 — Схема заміщення для К2 шлях 1 та 2

Опір шляху через Т-1:

$$X1(35\text{kV}) = X_{c1} + x_{T1B} + x_{T1CH} = 0.05 + 0.2687 + 0.0063 = 0.325 \text{ в.о.}$$

Опір шляху через Т-2:

$$X2(35\text{kV}) = X_{c2} + x_{T2B} + x_{T2CH} = 0.05 + 0.275 + 0 = 0.325 \text{ в.о.}$$

Результуючий опір при паралельному з'єднанні двох незалежних шляхів:

$$X_{\text{рез}}(K2) = X1 \cdot X2 / (X1 + X2) \quad (\text{паралельне з'єднання})$$

$$X_{\text{рез}}(K2) = 0.325 \cdot 0.325 / (0.325 + 0.325) = 0.1056 / 0.65 = 0.1625 \text{ в.о.}$$

Базовий струм на ступені 35 кВ:

$$I_{б2} = 100 / (\sqrt{3} \cdot 37) = 1.56 \text{ кА}$$

Струм КЗ:

$$I_{кз^3}(K2) = (1 / 0.1625) \cdot 1.56 = 6.154 \cdot 1.56 = 9.6 \text{ кА}$$

Ударний струм ( $k_u = 1,85$  для шин 35 кВ з трансформатором):

$$I_{уд}(K2) = 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot 9.6 = 25.12 \text{ кА}$$

$$K2: I_{кз^3} = 9.6 \text{ кА}; \quad I_{уд} = 25.12 \text{ кА}$$

Точка КЗ розташована на шинах 10 кВ секцій І-ІІ. Живлення надходить через обмотки ВН та НН трансформаторів Т-1 та Т-2. Схема аналогічна К2, але замість СН-обмоток використовуються НН-обмотки (10 кВ).

Схема заміщення для КЗ: зображена на рисунку 1.3

Шлях 1:  $E_1 \rightarrow X_{c1} \rightarrow x_{T1B} \rightarrow x_{T1H} \rightarrow K3$  (від «Л-1» через Т-1)

Шлях 2:  $E_2 \rightarrow X_{c2} \rightarrow x_{T2B} \rightarrow x_{T2H} \rightarrow K3$  (від «Л-2» через Т-2)

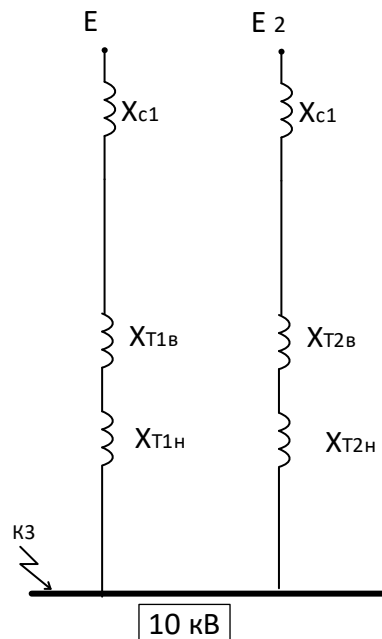


Рисунок 1.3 — Схема заміщення для КЗ

Опір шляху через Т-1 (до шин 10 кВ):

$$X1(10\text{кВ}) = X_{c1} + x_{T1B} + x_{T1H} = 0.05 + 0.2687 + 0.1688 = 0.4875 \text{ в.о.}$$

Опір шляху через Т-2 (до шин 10 кВ):

$$X2(10\text{кВ}) = X_{c2} + x_{T2B} + x_{T2H} = 0.05 + 0.275 + 0.1625 = 0.4875 \text{ в.о.}$$

Результуючий опір:

$$X_{\text{рез}}(K3) = 0.4875 \cdot 0.4875 / (0.4875 + 0.4875) = 0.2437 \text{ в.о.}$$

$$I_{K3^3}(K3) = (1 / 0.2437) \cdot 5.499 = 22.56 \text{ кА}$$

$$I_{уд}(K3) = 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot 22.56 = 59.02 \text{ кА}$$

$$K3: I_{K3^3} = 22.56 \text{ кА}; I_{уд} = 59.02 \text{ кА}$$

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 28   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

Точка К4 розташована на шинах 10 кВ секцій III або IV, що живляться від трансформатора Т-3. В нормальному режимі Т-3 живиться від лінії «Лінія-1» через МЛР-110 №1. Оскільки Т-3 — двообмотковий з розщепленою НН, при КЗ на одній секції (наприклад, III) другу секцію (IV) можна вважати розімкнутою. Схема заміщення для К4 (нормальний режим, МЛР №1 замкнений) наведена на рисунку 1.4

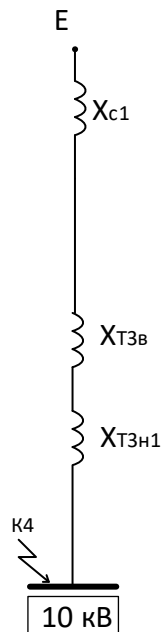


Рисунок 1.4 — Схема заміщення для К4

Результуючий опір (послідовно):

$$X_{рез}(K4) = X_{c1} + x_{T3B} + x_{T3H1}$$

$$X_{рез}(K4) = 0.05 + 0.1375 + 0.1375 = 0.325 \text{ в.о.}$$

$$I_{кз^3}(K4) = (1 / 0.325) \cdot 5.499 = 16.92 \text{ кА}$$

$$I_{уд}(K4) = 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot 16.92 = 44.27 \text{ кА}$$

$$K4: I_{кз^3} = 16.92 \text{ кА}; I_{уд} = 44.27 \text{ кА}$$

Точка К5 відповідає найтяжчому режиму: секційний вимикач СВ-10 замкнений, усі чотири секції шин об'єднані в одну систему. До точки К3 надходить струм від трьох трансформаторів одночасно.

Ключова особливість цього режиму: Т-1 та Т-3 у нормальному режимі живляться від однієї і тієї ж лінії (Хс1). Це означає, що вони мають спільний опір системи — їх шляхи розходяться лише після точки підключення до лінії.

Схема заміщення для К5 зображена на рисунку 1.6 .

Від «Л-1» (Хс1):  $E1 \rightarrow X_{c1} \rightarrow \{\text{розгалуження}\}$

гілка Т-1:  $\rightarrow x_{T1B} \rightarrow x_{T1H} \rightarrow K5$

гілка Т-3:  $\rightarrow x_{T3B} \rightarrow x_{T3H1} \rightarrow K5$

Від «Л-2» (Хс2):  $E2 \rightarrow X_{c2} \rightarrow x_{T2B} \rightarrow x_{T2H} \rightarrow K5$

Гілки «від Л-1» та «від Л-2» з'єднані паралельно у точці К5.

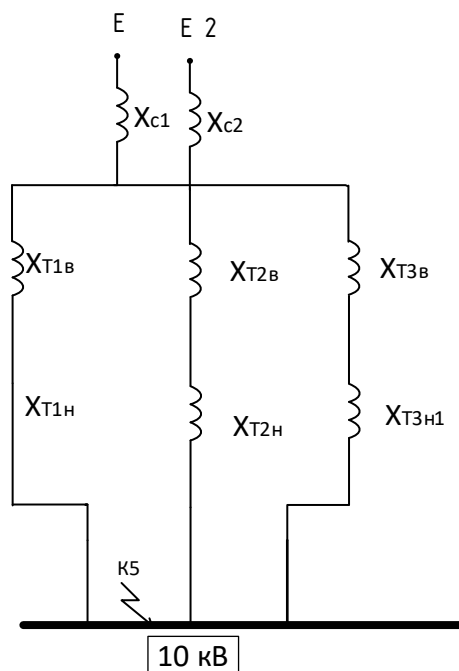


Рисунок 1.5 — Схема заміщення для К5

Крок 1. Паралельне з'єднання Т-1 та Т-3 (між вузлом «Лінія 1» та точкою КЗ)

Т-1 та Т-3 підключені паралельно між шиною лінії «Л-1» та шинами 10 кВ. Їхні трансформаторні опори (без  $X_{c1}$ ) об'єднуються паралельно:

$$x_{T1}(10\text{кВ}) = x_{T1В} + x_{T1Н} = 0.2687 + 0.1688 = 0.4375 \text{ в.о. (Т-1 від ВН до НН)}$$

$$x_{T3}(10\text{кВ}) = x_{T3В} + x_{T3Н1} = 0.1375 + 0.1375 = 0.275 \text{ в.о. (Т-3 від ВН до НН)}$$

$$x_{T1\parallel T3} = x_{T1} \cdot x_{T3} / (x_{T1} + x_{T3}) \text{ (паралельне)}$$

$$x_{T1\parallel T3} = 0.4375 \cdot 0.275 / (0.4375 + 0.275) = 0.12031 / 0.7125 = 0.1689 \text{ в.о.}$$

$$\text{Крок 2. Гілка «Лінія 1»} = X_{c1} + x_{T1\parallel T3}$$

Повний опір від шини системи «Л-1» до точки КЗ через обидва трансформатори Т-1 та Т-3 (послідовно  $X_{c1}$  та паралельна комбінація Т-1||Т-3):

$$X_{\text{«Л-1»}} = X_{c1} + x_{T1\parallel T3} = 0.05 + 0.1689 = 0.2189 \text{ в.о.}$$

$$\text{Крок 3. Гілка «Лінія 2»} = X_{c2} + x_{T2}(10\text{кВ})$$

Гілка від лінії «Лінія 2» через Т-2:

$$X_{\text{«Л-2»}} = X_{c2} + x_{T2В} + x_{T2Н} = 0.05 + 0.275 + 0.1625 = 0.4875 \text{ в.о.}$$

Крок 4. Результуючий опір — паралельне з'єднання двох гілок

Гілка «Л-1» та гілка «Л-2» паралельні між собою

$$X_{\text{рез}}(K5) = X_{\text{«Л-1»}} \cdot X_{\text{«Л-2»}} / (X_{\text{«Л-1»}} + X_{\text{«Л-2»}})$$

$$X_{\text{рез}}(K5) = 0.2189 \cdot 0.4875 / (0.2189 + 0.4875) = 0.10669 / 0.7064 = 0.151 \text{ в.о.}$$

Крок 5. Струм КЗ та ударний струм

$$I_{K3}(K5) = (1 / 0.151) \cdot 5.499 = 6.62 \cdot 5.499 = 36.4 \text{ кА}$$

$$I_{уд}(K5) = 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot 36.4 = 95.23 \text{ кА}$$

$$K5 \text{ (максимальний режим): } I_{K3}^3 = 36.4 \text{ кА; } I_{уд} = 95.23 \text{ кА}$$

Результати по всіх точках КЗ наведені в таблиці 1.5

Результати наведені в таблиці 1.5

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 31   |

Таблиця 1.5 — Струми трифазного КЗ на шинах (максимальний режим,  $t = 0$  с)

| Т.        | Розташування                | Шлях живлення            | Хрез, в.о. | $I_{кз}^3$ , кА | $I_{уд}$ , кА | $k_u$ | Ступінь |
|-----------|-----------------------------|--------------------------|------------|-----------------|---------------|-------|---------|
| <b>К1</b> | Шинопровід 110 кВ           | Від «Лінія 1» (Хс1)      | 0.05       | <b>10.04</b>    | 22.83         | 1,608 | 110 кВ  |
| <b>К2</b> | Шини 35 кВ                  | T1(ВН+СН)    T2(ВН+СН)   | 0.1625     | <b>9.6</b>      | 25.12         | 1,85  | 35 кВ   |
| <b>К3</b> | Шини 10 кВ (сек.І-ІІ)       | T1(ВН+НН)    T2(ВН+НН)   | 0.2437     | <b>22.56</b>    | 59.02         | 1,85  | 10 кВ   |
| <b>К4</b> | Шини 10 кВ (сек.ІІІ або ІV) | Хс1 → T3(ВН+НН1)         | 0.325      | <b>16.92</b>    | 44.27         | 1,85  | 10 кВ   |
| <b>К5</b> | Шини 10 кВ (макс.режим)     | (Хс1→T1  T3)    (Хс2→T2) | 0.151      | <b>36.4</b>     | 95.23         | 1,85  | 10 кВ   |

### 1.3.4 Перевірка комутаційного обладнання

#### 1.3.4.1 Загальні умови перевірки

Перевірка вимикачів та роз'єднувачів виконується за трьома умовами:

- 1) За напругою:  $U_{ном.апарата} \geq U_{мережі}$ ;
- 2) За електродинамічною стійкістю:  $I_{дин} \geq i_{уд}$  та  $I_{дин} \geq I_{по}$ ;
- 3) За термічною стійкістю:  $W_{розр} \leq W_{табл}$ ,

де  $W_{розр} = I_{по}^2 \cdot (t_{вим} + t_{рел})$  — розрахунковий тепловий імпульс,

$W_{табл} = I_{тс}^2 \cdot t_{зам}$  — табличний тепловий імпульс за паспортом.

### 1.3.3.2 Вимикачі 110 кВ (ОД-110м/600, КЗ-110м)

Розрахунковий тепловий імпульс (найгірший випадок — точка К1,  $t_{\text{вим}} = 0,06$  с,  $t_{\text{рел}} = 1,5$  с):

$$W_{\text{розр}}(K1) = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{вим}} + t_{\text{рел}}) = 10.04^2 \cdot (0,06 + 1,5) = 100.82 \cdot 1,56 \approx 157.3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Відокремлювач ОД-110м/600:  $I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА} > i_{\text{уд}}(K1) = 22.83 \text{ кА} \checkmark$ ;  $I_{\text{тс}} = 31,5 \text{ кА}$ ,  $t_{\text{зам}} = 3 \text{ с} \rightarrow W_{\text{табл}} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \gg 157.3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

### 1.3.3.3 Вимикачі 35 кВ (ВМ-35/600)

Розрахунковий тепловий імпульс (точка К2,  $t_{\text{вим}} = 0,055$  с,  $t_{\text{рел}} = 1,5$  с):

$$W_{\text{розр}}(K2) = 9.6^2 \cdot (0,055 + 1,5) = 92.21 \cdot 1,555 \approx 143.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

ВМ-35/600:  $I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА} > i_{\text{уд}}(K2) = 25.12 \text{ кА}$  ;

$I_{\text{тс}} = 20 \text{ кА}$ ,  $t_{\text{зам}} = 3 \text{ с} \rightarrow W_{\text{табл}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \gg 143.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

### 1.3.3.4 Вимикачі 10 кВ (ВМПЗ-10/3200-31.5, ВМП-10х/600)

Найбільший струм КЗ на шинах 10 кВ — точка К5:  $I_{\text{кз}}^3 = 36.4 \text{ кА}$ ;  $i_{\text{уд}} = 95.23 \text{ кА}$ . Перевірка вимикача введення ВМПЗ-10/3200-31.5 ( $t_{\text{вим}} = 0,055$  с,  $t_{\text{рел}} = 0,1$  с):

$$W_{\text{розр}}(K5) = 36.4^2 \cdot (0,055 + 0,1) = 1325.17 \cdot 0,155 \approx 205.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

ВМПЗ-10/3200-31.5:  $I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА} > i_{\text{уд}}(K5) = 95.23 \text{ кА}$  ;

$I_{\text{тс}} = 31,5 \text{ кА}$ ,  $t_{\text{зам}} = 3 \text{ с} \rightarrow W_{\text{табл}} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \gg 205.4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$  .

## Висновки

1. Розраховано струми трифазного КЗ у п'яти точках підстанції «Беличі» методом відносних одиниць ( $S_6 = 100 \text{ МВА}$ ). Результати наведено в таблиці 1.3.1

2. Максимальний струм КЗ на ступені 110 кВ:  $I_{\text{кз}}^3 = 10.04 \text{ кА}$  ( $i_{\text{уд}} = 22.83 \text{ кА}$ ) — на шинопроводі від лінії «Лінія 1».

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 33   |

3. Максимальний струм КЗ на шинах 35 кВ:  $I_{кз^3} = 9.6$  кА ( $i_{уд} = 25.12$  кА)  
— при паралельній роботі Т-1 та Т-2.

4. Максимальний струм КЗ на шинах 10 кВ:  $I_{кз^3} = 36.4$  кА ( $i_{уд} = 95.23$  кА)  
— при замкненому СВ-10 та паралельній роботі всіх трьох трансформаторів (точка К5).

стійкістю.

7. Отримані значення використовуються для розрахунку уставок диференційного захисту та МСЗ трансформаторів на базі пристрою RET 670

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 34   |

## 2 ВИБІР ТА ОПИС ЗАХИСТІВ ТРАНСФОРМАТОРА

### 2.1 Параметри силового трансформатора Т-3

#### ТРДН-40000/10-76

Трансформатор Т-3 типу ТРДН-40000/10-76 є двообмотковим оливним силовим трансформатором з розщепленою обмоткою нижчої напруги. Паспортні дані зазначені в таблиці 2.1

Таблиця 2.1 — Паспортні дані трансформатора Т-3 (ТРДН-40000/10-76)

| Параметр                            | Значення                                                                                                                                                    |
|-------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Тип трансформатора                  | ТРДН-40000/10-76                                                                                                                                            |
| Розшифровка позначення              | Т — трифазний; Р — розщеплена НН-обмотка; Д — охолодження оливне з дуттям; Н — РПН; 40000 — потужність, кВА; 10 — клас напруги НН, кВ; 76 — рік конструкції |
| Номінальна потужність               | 40 000 кВА (40 МВА) — сумарна; 20 МВА на кожен НН-обмотку                                                                                                   |
| Кількість обмоток                   | 2 (ВН + НН розщеплена = НН1 та НН2)                                                                                                                         |
| Номінальна напруга ВН               | 115 000 ± 9 × 1,78 % В                                                                                                                                      |
| Номінальна напруга НН1              | 10 500 В                                                                                                                                                    |
| Номінальна напруга НН2              | 10 500 В                                                                                                                                                    |
| Напруга КЗ ВН–НН (U <sub>кз</sub> ) | 11,0 %                                                                                                                                                      |
| Напруга КЗ НН1–НН2                  | 3,5 %                                                                                                                                                       |

|           |      |                 |        |      |                                             |      |         |  |
|-----------|------|-----------------|--------|------|---------------------------------------------|------|---------|--|
|           |      |                 |        |      | 141.ЕК2110.010.ДБ                           |      |         |  |
| Змн.      | Арк. | № докум.        | Підпис | Дата | ВИБІР ТА ОПИС ЗАХИСТІВ<br>ТРАНСФОРМАТОРА    |      |         |  |
| Розроб.   |      | Якубишин Н.П.   |        |      |                                             |      |         |  |
| Перевір.  |      | Гулий В.С.      |        |      |                                             |      |         |  |
| Реценз.   |      |                 |        |      |                                             |      |         |  |
| Н. Контр. |      | Ягельський Є.О. |        |      |                                             |      |         |  |
| Затверд.  |      | Дерев'янка Д.Г. |        |      |                                             |      |         |  |
|           |      |                 |        |      | Літ.                                        | Арк. | Аркушів |  |
|           |      |                 |        |      |                                             |      | 35      |  |
|           |      |                 |        |      | КПІ «ім. Ігоря Сікорського»<br>група ЕКз-21 |      |         |  |

Продовження таблиці 2.1

| Параметр                | Значення                                                                            |
|-------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
| Схема та група з'єднань | Y <sub>H</sub> / Δ / Δ (ВН — зірка із заземленою нейтраллю; НН1 та НН2 — трикутник) |
| Система охолодження     | охолодження оливне з дуттям                                                         |
| РПН                     | На стороні ВН: ±9 × 1,78 % (19 положень)                                            |
| Рік конструкції         | 1976 (позначення «-76»)                                                             |
| Клас напруги ВН         | 110 кВ                                                                              |
| Клас напруги НН         | 10 кВ                                                                               |

### 2.1.1 Розрахунок номінальних струмів

Номінальні струми трансформатора визначаються з умови передачі номінальної потужності при номінальній напрузі. Оскільки Т-3 є трансформатором з розщепленою НН-обмоткою, кожна НН-обмотка (НН1 та НН2) розрахована на половину повної потужності — 20 МВА.

Номінальний струм обмотки ВН (110 кВ):

$$I_{\text{ном}}(\text{ВН}) = S_{\text{H}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}) = 40\,000 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 200.82 \text{ А}$$

Номінальний струм кожної НН-обмотки (10 кВ, 20 МВА):

$$I_{\text{ном}}(\text{НН1}) = I_{\text{ном}}(\text{НН2}) = S_{\text{H}}/2 / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}) = 20\,000 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 1099.71 \text{ А}$$

Номінальний струм з боку НН при паралельній роботі обох обмоток:

$$I_{\text{ном}}(\text{НН сум}) = S_{\text{H}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}) = 40\,000 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 2199.43 \text{ А}$$

Коефіцієнт трансформації:

$$k_{\text{т}}(\text{ВН/НН}) = U_{\text{ВН}} / U_{\text{НН}} = 115 / 10,5 = 10.952$$

$$I_{\text{ном}}(\text{ВН}) = 200.82 \text{ А}; \quad I_{\text{ном}}(\text{НН1}) = I_{\text{ном}}(\text{НН2}) = 1099.71 \text{ А}$$

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 36   |

## 2.2 Загальні вимоги до захистів трансформатора Т-3

Чинні нормативні вимоги щодо захисту силових трансформаторів визначені у розділі 3.2 ПУЕ [1]

- міжфазних коротких замикань безпосередньо в обмотках та на їхніх виводах;
- замикань однієї фази на землю з боку 110 кВ, де нейтраль трансформатора заземлена;
- внутрішніх виткових замикань, що не супроводжуються суттєвим зростанням зовнішнього струму;
- критичного зменшення рівня трансформаторної оливи в баку;
- замикань на землю в мережі 10 кВ з компенсованою нейтраллю, якщо їх відключення вимагається умовами безпеки;
- підвищених струмів через обмотки при зовнішніх аваріях на шинах 10 кВ;
- тривалого перевантаження, що загрожує деградацією ізоляції.

Згідно з п.3.2.51 ПУЕ

Відповідно до п.3.2.62 ПУЕ

Особливістю Т-3 як трансформатора з розщепленою обмоткою НН є те, що кожна з двох НН-обмоток живить окрему незалежну секцію шин 10 кВ. Це накладає додаткові вимоги на диференційний захист: трансформатори струму повинні встановлюватись на обох НН-обмотках (НН1 та НН2), а захист повинен враховувати можливість несиметричного навантаження між секціями

Оскільки відсік РПН гідравлічно відокремлений від основного бака, для нього необхідне власне газове реле — РГЧЗ-66 або аналог. Воно реагує на виникнення дуги в оливі контактної пристрою незалежно від основного газового захисту

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 37   |

Нормативно встановлені мінімальні значення коефіцієнта чутливості: для основних захистів  $K_{\text{ч}} \geq 2,0$  (при 2-фазному КЗ у мінімальному режимі), для резервних —  $K_{\text{ч}} \geq 1,5$

## 2.3 Основні захисти трансформатора Т-3. Вибір основного захисту

### 2.3.1 Поздовжній диференційний струмовий захист

Дія диференційного захисту базується на контролі балансу струмів між обмотками трансформатора. За нормальних умов та при зовнішніх КЗ алгебраїчна сума приведених струмів усіх обмоток близька до нуля. Якщо виникає пошкодження всередині зони захисту — цей баланс порушується і утворений диференційний струм призводить до спрацювання захистів

Для Т-3 зі схемою  $Y_n/\Delta/\Delta$  між струмами ВН та НН-обмоток існує кутовий зсув  $30^\circ$ . У пристрої RET 670 ця невідповідність усувається програмно — оператор задає схему з'єднань кожної обмотки, і пристрій самостійно розраховує матриці перетворення. Застосування зрівнювальних трансформаторів не потрібне. Важлива умова: ТС на обох НН-обмотках мають бути однотипними з рівними коефіцієнтами трансформації

При включенні трансформатора виникає кидок струму намагнічення, здатний хибно спрацювати захист. RET 670 розпізнає цей режим за підвищеним вмістом другої гармоніки та характерною формою кривої струму, блокуючи спрацювання на час перехідного процесу

Перевага диференційного захисту: абсолютна селективність — зона дії чітко обмежена трансформаторами струму на кожній обмотці; висока чутливість; відключення без витримки часу ( $< 20\text{--}30$  мс). Недолік: складність виконання при розщепленій НН-обмотці через необхідність роботи з трьома гілками виміру та правильного вибору коефіцієнтів трансформації

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 38   |



Для Т-3 вибір RET 670 обумовлений трьома факторами: підтримка трьох вимірювальних гілок (що є обов'язковою умовою для ТРДН), програмна компенсація кутового зсуву  $Y_n/\Delta/\Delta$  без додаткових ТС, та реалізація теплової моделі IEC 60076-7 для захисту від перевантаження

Таблиця 2.2 — Основні технічні характеристики RET 670

| Параметр                              | Значення                                                                 |
|---------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------|
| <b>Виробник</b>                       | ABB AB (Швеція), серія Relion®                                           |
| <b>Повна назва</b>                    | RET670 Transformer Protection IED                                        |
| <b>Покоління серії</b>                | 670 (друге покоління Relion)                                             |
| <b>Клас напруги</b>                   | До 1150 кВ (застосовується на трансформаторах усіх класів напруги)       |
| <b>Кількість аналогових входів</b>    | До 45 (фазні струми та напруги від ТС та ТН з усіх боків трансформатора) |
| <b>Номінальний вторинний струм ТС</b> | 1 А або 5 А (перемикається під час замовлення)                           |
| <b>Номінальна вторинна напруга ТН</b> | 57,7–130 В (фазна), 100–230 В (лінійна)                                  |
| <b>Частота</b>                        | 50 або 60 Гц                                                             |
| <b>Час спрацювання диф. захисту</b>   | < 15–20 мс при великих струмах КЗ (без урахування часу вимикача)         |
| <b>Кількість груп уставок</b>         | 6 незалежних груп (перемикання оперативно або автоматично)               |
| <b>Протокол зв'язку</b>               | IEC 61850 (GOOSE, MMS), IEC 60870-5-103, DNP3, Modbus                    |
| <b>Порт зв'язку</b>                   | Ethernet 100 Мбіт/с (оптоволокну або RJ-45)                              |
| <b>Живлення (постійний струм)</b>     | 24–250 В DC (широкий діапазон — один блок живлення)                      |
| <b>Живлення (змінний струм)</b>       | 100–240 В AC                                                             |

## Продовження таблиці 2.2

|                                 |                                                         |
|---------------------------------|---------------------------------------------------------|
| <b>Температура експлуатації</b> | –40 ... +70 °C                                          |
| <b>Ступінь захисту корпусу</b>  | IP40 (лицева панель IP54)                               |
| <b>Стандарти</b>                | IEC 60255, IEC 61850, IEC 60068, ANSI/IEEE C37.90       |
| <b>Гарантія та підтримка</b>    | Не менше 20 років (ABB гарантує підтримку серії Relion) |

### 2.3.1.2 Апаратна частина пристрою

Конструктивно RET 670 виконаний у форматі 19" для монтажу в шафі вторинних пристроїв (висота 4U). На лицевій панелі розміщені РК-дисплей, кнопки керування та світлодіодні індикатори

### Модульна архітектура

Архітектура пристрою модульна: процесорний модуль CPU виконує всі алгоритми захисту, аналогові модулі TRM оцифровують сигнали від ТС та ТН, бінарні модулі BIM/BOM/IOM зв'язують пристрій з вимикачами та сигналізацією, модуль PSM живить пристрій від акумуляторної батареї постійного струму

Склад модулів підбирається під конкретний об'єкт. Для Т-3 необхідно 9 аналогових входів струму (три фази на кожну з трьох обмоток) та входи для напруги; максимальна конфігурація підтримує до 45 аналогових каналів.

### Аналого-цифрове перетворення

Вхідні аналогові сигнали оцифровуються з частотою дискретизації 20 кГц, що дозволяє точно відтворити форму кривої струму. Висока частота дискретизації є необхідною умовою для алгоритмів спектрального аналізу — зокрема, розпізнавання кидку струму намагнічення за другою гармонікою

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 41   |

## Вторинні кола та навантаження на ТС

Вхідний опір струмових кіл RET 670 не перевищує 0,01 Ом. Це суттєво знижує навантаження на ТС і дозволяє ТПШЛ-10/3000 та ТВТ-110м/200-600 зберігати клас точності 10Р навіть при кабельних трасах середньої довжини

### 2.3.1.3 Функції захисту, реалізовані в RET 670

Пристрій RET 670 реалізує весь необхідний комплекс захистів трансформатора в одному блоці. Функції захисту позначаються кодами відповідно до стандарту ANSI/IEEE C37.2 та скороченнями ІЕС 60255-151. Перелік функцій захисту RET 670 для Т-3 наведено в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 — Функції захисту RET 670 та їх застосування для Т-3

| ANSI    | ІЕС       | Назва функції                                   | Призначення для Т-3                   |
|---------|-----------|-------------------------------------------------|---------------------------------------|
| 87T     | PDIF      | Диференційний захист трансформатора             | Основний — внутрішні КЗ               |
| 87N     | REF       | Чутливий диф. захист нульової послідовності     | Однофазні КЗ на землю в обмотці       |
| 50/51   | PIOC/PTOC | Максимальний струмовий захист (МСЗ) — 4 ступені | Резервний від зовн. КЗ та перевантаж. |
| 50N/51N | PIOC/PTOC | МСЗ нульової послідовності                      | Однофазні КЗ на землю 110 кВ          |
| 46      | NSPTOC    | МСЗ зворотної послідовності                     | Несиметричні КЗ                       |
| 49      | PTTR      | Тепловий захист від перевантаження              | Контроль теплового стану обмоток      |

Продовження таблиці 2.3

| ANSI  | IEC       | Назва функції                           | Призначення для Т-З                   |
|-------|-----------|-----------------------------------------|---------------------------------------|
| 24    | PVPH      | Захист від перезбудження (V/Hz)         | Підвищення напруги або пониж. частоти |
| 27/59 | PTUV/PTOV | Захист мінімальної/максимальної напруги | Контроль напруги на стороні НН        |
| 81    | PTOF/PTUF | Захист від відхилення частоти           | Позамережеві режими                   |
| 67    | PDIS      | Дистанційний захист (резервний)         | Резервування від зовнішніх КЗ         |
| 79    | RREC      | АПВ                                     | Автоматичне повторне включення        |
| 50BF  | CCRBRF    | Захист від відмови вимикача (ПРВВ)      | Резервування при відмові вимикача     |
| 86    | TRPPTRC   | Логіка відключення і блокування         | Керування вимикачами                  |
| —     | PTTR      | Тепловий захист РПН                     | Захист пристрою РПН                   |

#### 2.3.1.4 Диференційний захист трансформатора (87T / PDIF)

Диференційний захист є центральною функцією RET 670 і реалізований у вигляді трифазного диференційного елемента з гальмуванням. Гальмівна характеристика має три зони: зона 1 — без гальмування (лінійна), зони 2 та 3 — з наростаючим гальмуванням при збільшенні наскрізного струму. Такий вигляд характеристики дозволяє поєднати чутливість до малих струмів КЗ із надійною відбудовою від струмів небалансу при великих зовнішніх КЗ

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 43   |

Для Т-3 зі схемою  $Y_n/\Delta/\Delta$  пристрій виконує дві операції програмно: усуває кутовий зсув  $30^\circ$  між ВН та НН-обмотками та фільтрує складову нульової послідовності зі сторони ВН — вона не проходить через  $\Delta$ -обмотки і не повинна входити до диференційного струму

Функція ARTD (відстеження положення РПН) автоматично коригує коефіцієнти балансування при кожному перемиканні ступеня регулювання, усуваючи виникнення хибного струму небалансу

### 2.3.1.5 Блокування при кидку струму намагнічення

Під час включення трансформатора виникає кидок струму намагнічення амплітудою до 8–10 Ін, що протікає лише через ВН-обмотку. З точки зору дифзахисту такий струм нічим не відрізняється від диференційного і може спричинити хибне відключення

RET 670 розпізнає кидок двома методами: за часткою другої гармоніки (при кидку — 15–20%, при реальному КЗ — менше 5%) та за формою кривої (wave shape detection — виявлення характерних пауз між імпульсами). Паралельне використання обох методів підвищує достовірність розпізнавання

При перезбудженні трансформатора (надмірна напруга або знижена частота) характерним є підвищення рівня п'ятої гармоніки. Перевищення порогу 30–35% блокує дифзахист і одночасно вмикає функцію V/Hz (PVRH)

### 2.3.1.6 Тепловий захист від перевантаження (49 / PTTR)

Захист від перевантаження в RET 670 реалізований не як простий пороговий захист за струмом, а як теплова модель відповідно до стандарту ІЕС 60076-7

Модель розраховує теплову передісторію і поточну температуру обмоток. Це дозволяє допускати короточасні перевантаження (наприклад, при АВР) без хибних спрацювань і одночасно реагувати на тривале незначне перевантаження. На дисплеї відображається розрахунковий час до досягнення граничної температури

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 44   |

### 2.3.2 Газовий захист

Другим обов'язковим основним захистом для Т-З є газовий захист

Газовий захист є специфічним захистом, що реагує на внутрішні пошкодження масляних трансформаторів без порівняння вхідних та вихідних струмів. Фізична основа захисту — явище розкладання трансформаторного масла та твердої ізоляції під впливом електричної дуги або місцевого перегріву з виділенням газоподібних продуктів (водню, метану, ацетилену та ін.) [1]

Залежно від інтенсивності пошкодження виникають два різних фізичних явища, на кожне з яких реагує окремий елемент газового реле:

- при повільному розкладанні (виткове замикання, місцевий перегрів сталі, дефект ізоляції) гази накопичуються в камері реле — спрацьовує поплавковий (сигнальний) елемент
- при інтенсивній дузі (багатофазне КЗ всередині бака) виникає різкий газовий удар та прискорений потік масла в бік розширювача — спрацьовує потоковий (відключаючий) елемент

Саме тому газовий захист здатний виявляти виткові замикання, на які жоден струмовий захист не реагує: при замиканні 3–5% витків струм в зовнішніх колах зростає незначно, але виділення тепла і газів у точці пошкодження є значним. Чутливість газового захисту до таких режимів є унікальною і не може бути замінена жодним іншим видом захисту [1][2]

#### 2.3.2.1 Вимоги до вибору газових реле для Т-З

##### Вимога 1. Нормативна

Відповідно до ПУЕ п.3.2.62 [1], газовий захист є обов'язковим для масляних трансформаторів потужністю 6,3 МВА і більше. Сном Т-З = 40 МВА — вимога діє. Для трансформаторів з РПН, розміщеним у власному відсіку, обов'язково встановлюється окреме газове реле для відсіку РПН.

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 45   |

Трансформатор ТРДН-40000/10-76 оснащений РПН на стороні ВН — отже потрібно два газових реле: для основного бака та для відсіку РПН [1]

Вимога 2. Конструктивна — діаметр приєднувального трубопроводу

Діаметр маслопроводу між баком трансформатора та розширювачем визначається заводом-виробником. Для трансформаторів потужністю від 10 МВА стандартний діаметр становить 80 мм відповідно до ГОСТ 16363-98 та ІЕС 60214-1 [2]. Відповідно газове реле для основного бака Т-3 повинно мати приєднувальний патрубок діаметром 80 мм. Для відсіку РПН діаметр маслопроводу значно менший — як правило 25–32 мм [3]

Вимога 3. Два незалежних елементи

Відповідно до ПУЕ п.3.2.62 [1] та рекомендацій виробника, газове реле повинно мати два функціонально незалежних елементи: сигнальний (реагує на повільне газоутворення) та відключаючий (реагує на інтенсивне газоутворення або потік масла). Це дозволяє оперативному персоналу зреагувати на сигнал тривоги без негайного відключення трансформатора при несуттєвих відхиленнях [1]

Вимога 4. Можливість перемикання відключаючого елемента на сигнал

ПУЕ п.3.2.63 [1] вимагає передбачити можливість перемикання відключаючого елемента газового захисту на режим сигналізації. Це необхідно при доливанні масла в бак трансформатора, коли можливе короткочасне виділення газу, та після виведення трансформатора з ремонту. Реле повинно мати конструктивну можливість такого перемикання без розкриття корпусу [2]

### 2.3.2.2 Вибір газового реле для основного бака

Для основного бака трансформаторів потужністю 10 МВА і вище застосовуються газові реле з діаметром приєднувального патрубку 80 мм.

Найбільш поширені в Україні: реле типу Buchholz BF80/Q виробництва Maschinenfabrik Reinhausen GmbH (Німеччина) та вітчизняний аналог ПГЗ-22 (Ду80). Параметри BF80/Q зазначені в таблиці 2.4

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 46   |

Таблиця 2.4 — параметри BF80/Q

| Параметр                                  | Buchholz BF80/Q              |
|-------------------------------------------|------------------------------|
| Діаметр патрубку                          | 80 мм                        |
| Клас напруги трансформатора               | До 220 кВ включно            |
| Потужність трансформатора                 | Від 10 МВА                   |
| Швидкість спрацювання потокового елемента | 0,6–1,5 м/с<br>(регульована) |
| Обсяг газу для сигналу                    | 100–400 см <sup>3</sup>      |
| Кількість контактних елементів            | 2 (сигнал + відключення)     |
| Тип контактів                             | Герконові або мікрровимикачі |
| Ступінь захисту                           | IP55                         |
| Допустима температура масла               | –45 ... +100 °C              |
| Відповідність стандартам                  | ІЕС 60214, ГОСТ 16363-98     |
| Застосування для Т-3 (40 МВА, 110 кВ)     | ВІДПОВІДАЄ                   |

Для захисту основного бака трансформатора Т-3 обирається газове реле типу Buchholz BF80/Q виробництва Maschinenfabrik Reinhausen (MR), Німеччина зображеного на рисунку 2.2. Обґрунтування вибору:

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 47   |

- 1) Діаметр патрубків 80 мм відповідає маслопроводу трансформатора ТРДН-40000/10-76 потужністю 40 МВА [2]
- 2) Два незалежних елементи (поплашковий і потоковий) відповідають вимогам ПУЕ п.3.2.62 [1]
- 3) Можливість перемикання відключаючого елемента на сигнал шляхом перемикання перемичок на зовнішній клемній колодці без розкриття корпусу — відповідає вимозі ПУЕ п.3.2.63 [1][2]
- 4) Наявність крана для відбору проби газу дозволяє виконати хроматографічний аналіз при сигнальному спрацюванні та визначити тип пошкодження
- 5) Наявність пробного крана (петкока) дозволяє перевіряти спрацювання реле без виведення трансформатора з роботи [2]
- 6) Широке застосування на підстанціях НЕК «Укренерго», відповідність СОУ НЕК 20.261:2019 [3]
- 7) Температурний діапазон  $-45...+100\text{ }^{\circ}\text{C}$  відповідає кліматичним умовам встановлення Т-3 [2]



Рисунок 2.2 реле BF-80/Q

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 48   |

### 2.3.2.3 Вибір газового реле для відсіку РПН

Трансформатор ТРДН-40000/10-76 оснащений пристроєм РПН на стороні ВН. Відсік РПН конструктивно відділений від основного бака герметичною перегородкою і має власний розширювач [6]. Відповідно до ПУЕ п.3.2.62 [1] для захисту відсіку РПН необхідно встановити окреме газове реле.

Основна небезпека у відсіку РПН — виникнення електричної дуги на контактах перемикаючого пристрою. Дуга розкладає масло з утворенням газів та викликає різкий імпульс тиску, що потребує швидкого відключення трансформатора. На відміну від основного газового захисту, реле РПН повинно реагувати перш за все на імпульс тиску, а не лише на накопичення газу [6]

Для захисту відсіку РПН обирається реле типу РГЧЗ-66 (газово-струминне реле) або його сучасний аналог BF25/Q виробництва MR. Реле РГЧЗ-66 широко застосовується на трансформаторах з РПН в Україні та відповідає вимогам ГОСТ 16363-98 [7]. Технічні параметри реле для відсіку РПН наведені в таблиці 2.5

Таблиця 2.5 — Технічні параметри реле для відсіку РПН (РГЧЗ-66 / BF25/Q)

| Параметр                           | Значення                                                                                              |
|------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Тип                                | Газово-струминне реле для відсіку РПН                                                                 |
| Марка                              | РГЧЗ-66 (або BF25/Q, Maschinenfabrik Reinhausen)                                                      |
| Діаметр патрубку                   | 25–32 мм (маслопровід відсіку РПН)                                                                    |
| Принцип дії                        | Газовий + реле тиску — реагує на накопичення газу та на імпульс тиску при дузі в контактному пристрої |
| Незалежність від основного захисту | Відсік РПН гідравлічно відділений від бака — реле РПН є самостійним                                   |
| Час спрацювання при дузі в РПН     | < 5 мс (реагує на імпульс тиску від дуги)                                                             |

### Продовження таблиці 2.5

|                        |                                                   |
|------------------------|---------------------------------------------------|
| Кількість елементів    | 2 (сигнал + відключення)                          |
| Дія при спрацюванні    | Відключення ВН, НН1, НН2 + блокування приводу РПН |
| Температурний діапазон | -40 ... +85 °С                                    |
| Відповідність          | ІЕС 60214-1, ГОСТ 16363-98, ПУЕ п.3.2.62          |

При спрацюванні реле РПН крім відключення трансформатора блокується подальша робота електроприводу РПН. Це запобігає повторному виникненню дуги при наступній спробі перемикачів до усунення несправності [4]

#### 2.3.2.4 Схема підключення до RET 670

Обидва реле підключаються до бінарних входів пристрою RET 670 через кола постійного оперативного струму підстанції. Вторинні кола газового захисту виконуються кабелями з мідними жилами перерізом не менше 2,5 мм², прокладеними в захищених трубах або кабельних каналах [1]. Підключення газових реле до RET 670 описана в таблиці 2.6

Пристрій RET 670 через функцію TRPPTRC формує команду на відключення всіх трьох вимикачів трансформатора Т-3: відокремлювача ОД-110-630 (через схему короткозамикача КЗ-110), вимикача В-10КВ Т-3 (секція III) та вимикача В-10Кв Т-3 IV с.ш. (секція IV) [2]

При сигнальному спрацюванні RET 670 формує сигнал тривоги, що передається до системи SCADA підстанції через протокол ІЕС 61850. Оперативний персонал отримує повідомлення з зазначенням часу події та має можливість відібрати пробу газу з реле BF80/Q і прийняти рішення про подальшу роботу трансформатора — відключення при цьому не відбувається [1][5]

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 50   |

Таблиця 2.6 — Підключення газових реле до RET 670

| Реле                     | Елемент            | Дія           | Підключення до RET 670                                              |
|--------------------------|--------------------|---------------|---------------------------------------------------------------------|
| BF80/Q<br>(основний бак) | 1-й (поплавок)     | Сигнал        | Бінарний вхід ВІ1 —<br>«Газ. захист, сигнал»                        |
| BF80/Q<br>(основний бак) | 2-й<br>(потоківий) | Відключення   | Бінарний вхід ВІ2 →<br>TRPPTRC → відкл. ВН,<br>НН1, НН2             |
| РГЧЗ-66 (РПН)            | Реле тиску/газу    | Відключення   | Бінарний вхід ВІ3 →<br>TRPPTRC → відкл. ВН,<br>НН1, НН2 + блок. РПН |
| BF80/Q                   | Будь-який          | Відкл.→Сигнал | Перемикання<br>перемичкою на клемній<br>колодці реле                |

При сигнальному спрацюванні RET 670 формує сигнал тривоги, що передається до системи SCADA підстанції через протокол IEC 61850. Оперативний персонал отримує повідомлення з зазначенням часу події та має можливість відібрати пробу газу з реле BF80/Q і прийняти рішення про подальшу роботу трансформатора — відключення при цьому не відбувається.

При відключаючому спрацюванні BF80/Q або РГЧЗ-66 пристрій RET 670 негайно формує команди на відключення всіх вимикачів Т-3 без витримки часу. Одночасно реєструється осцилограма передаварійного та аварійного режиму в реєстраторі подій.

### 2.3.2.5 Монтаж, налаштування та технічне обслуговування

#### Монтаж реле BF80/Q

Газове реле BF80/Q встановлюється в маслопровод між баком трансформатора та розширювачем. Нахил маслопроводу від бака до реле та від реле до розширювача повинен бути не менше  $2-3^\circ$  для вільного переміщення газових бульбашок до камери реле. Горизонтальна ділянка маслопроводу в місці встановлення реле є неприпустимою, оскільки перешкоджає правильному накопиченню газу [3] правильно встановлене реле зображено на рисунку 2.3.

#### Налаштування

Обсяг газу для спрацювання сигнального поплавка: рекомендоване значення для Т-3 (40 МВА) становить  $200-250 \text{ см}^3$ , що враховує великий об'єм масла бака. Занадто мале значення може призвести до помилкових спрацювань від природних газів [2]

Швидкість потоку масла для спрацювання потокового елемента: стандартне заводське налаштування  $1,0 \text{ м/с}$ . Для Т-3 потужністю 40 МВА це значення є оптимальним — достатньо велике для відбудови від незначних коливань масла при коливаннях навантаження і достатньо мале для надійного спрацювання при аварійному КЗ [2]

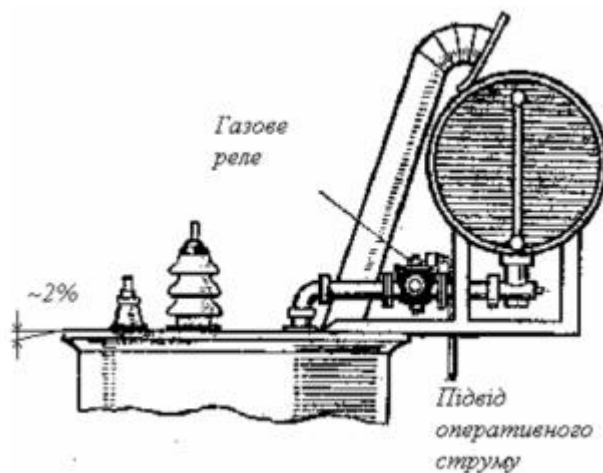


Рисунок 2.3 — Розташування газового реле

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 52   |

## Технічне обслуговування

Регламентні перевірки газового захисту [1]:

- зовнішній огляд, перевірка відсутності витоків масла — щомісяця;
- перевірка функціонування за допомогою пробного крана (без відключення трансформатора) — щорічно;
- повне тестування з відключенням трансформатора та перевіркою кіл вторинної комутації — один раз на 3 роки [1]

При сигнальному спрацюванні обов'язковим є відбір проби газу з реле та хроматографічний аналіз. Склад газу дозволяє визначити тип пошкодження: переважання водню свідчить про часткові розряди або перегрів масла; ацетилен — про електричну дугу; монооксид вуглецю — про перегрів твердої целюлозної ізоляції

## 2.4 Резервні захисти трансформатора Т-3

### 2.4.1 Максимальний струмовий захист з пуском по напрузі

МСЗ є нормативно визначеним резервним захистом трансформатора від зовнішніх КЗ та перевантаження

Пуск по напрузі застосовується для підвищення чутливості МСЗ. При самозапуску двигунів після відновлення живлення струм може перевищувати номінальний, проте напруга залишається нормальною. При КЗ же напруга знижується суттєво. Саме поєднання «струм перевищено + напруга знижена» є ознакою для спрацювання захисту

МСЗ розміщується на стороні ВН і діє на відключення трансформатора. Витримка часу налаштовується ступінчасто — пізніше захистів ліній 10 кВ, але раніше захистів лінії 110 кВ

Струм спрацювання МСЗ визначається з умови відбудови від номінального струму трансформатора з урахуванням коефіцієнта самозапуску двигунів:

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 53   |

$$I_{с.з.} = (k_n \cdot k_{сзп} / k_p) \cdot I_{ном}(ВН) = (1,2 \cdot 1,1 / 0,97) \cdot 200,8 \approx 273 \text{ А}$$

де  $k_n = 1,2$  — коефіцієнт надійності;  $k_{сзп} = 1,1$  — коефіцієнт самозапуску;  $k_p = 0,97$  — коефіцієнт повернення реле RET 670.

#### 2.4.2 Струмова відсічка

Струмова відсічка без витримки часу може захищати лише виводи ВН та частину обмотки — її струм спрацювання перевищує максимальний наскрізний струм, що обмежує зону чутливості виключно ближньою частиною ВН-обмотки

Для трансформатора Т-3 питання застосування самостійної струмової відсічки потребує перевірки чутливості: якщо диференційний захист забезпечує необхідний коефіцієнт чутливості  $K_{ч} \geq 2,0$  при двофазному КЗ на виводах ВН у мінімальному режимі, необхідність в окремій відсічці відпадає. У сучасних мікропроцесорних пристроях (RET 670) функція відсічки реалізована у складі диференційного захисту як «диференційна відсічка» (IdUngr), тому окремого апаратного рішення не потрібно

#### 2.4.3 Захист від однофазних замикань на землю (сторона ВН)

Нейтраль ВН-обмотки Т-3 заземлена (схема  $Y_n$ ). Тому мережа 110 кВ є мережею з глухозаземленою нейтраллю, де однофазне замикання формує значний аварійний струм, що потребує відключення

Захист виконується через суму трьох фазних струмів або окремий ТС в колі нейтралі, підключені до реле нульової послідовності RET 670. Уставка відбудовується від струму небалансу нульової послідовності при зовнішньому КЗ

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 54   |

#### 2.4.4 Захист від перевантаження

Захист від перевантаження є обов'язковим згідно з п.3.2.67 ПУЕ

Уставка спрацювання захисту від перевантаження для Т-3:

$$I_{св} = k_{від} \cdot I_{ном}(ВН) / k_{пов} = 1,05 \cdot 200,8 / 0,95 \approx 221,8 \text{ А}$$

де  $k_{від} = 1,05$  — коефіцієнт відстроювання;  $k_{пов} = 0,95$  — коефіцієнт повернення реле.

У пристрої RET 670 цей захист виконаний у вигляді теплового захисту РТТР з моделлю за ІЕС 60076-7, що дозволяє враховувати теплову передісторію трансформатора і точніше контролювати фактичний стан ізоляції

#### 2.4.5 Порівняльний аналіз та обґрунтування вибору резервних захистів

Порівняльні характеристики розглянутих захистів наведені у таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 — Порівняльний аналіз захистів трансформатора Т-3

| Вид захисту              | Чутливість | Селективність | Швидкість    | Складність | Застосування для ТРДН-40000/10-76                                             |
|--------------------------|------------|---------------|--------------|------------|-------------------------------------------------------------------------------|
| Диференційний (основний) | Висока     | Абсолютна     | Без витримки | Середня    | Обов'язковий — $S_{ном} = 40 \text{ МВА} \geq 6,3 \text{ МВА}$ (ПУЕ п.3.2.51) |

Продовження таблиці 2.7

| Вид захисту                         | Чутливість  | Селективність                 | Швидкодія                        | Складність | Застосування для ТРДН-40000/10-76                                         |
|-------------------------------------|-------------|-------------------------------|----------------------------------|------------|---------------------------------------------------------------------------|
| Газовий (основний)                  | Дуже висока | Абсолютна                     | 1-я ступінь: сигнал; 2-я: відкл. | Низька     | Обов'язковий — $S_{ном} \geq 6,3$ МВА, масляне охолодження (ПУЕ п.3.2.62) |
| МСЗ з пуском по напрузі (резервний) | Середня     | Забезпечується витримкою часу | З витримкою часу                 | Низька     | Резервний від зовнішніх КЗ та перевантаження                              |
| Струмова відсічка (резервний)       | Знижена     | Лише зона ВН                  | Без витримки                     | Низька     | Додатковий, при недостатній чутливості дифзахисту                         |
| Захист від перевантаження           | —           | —                             | Сигнал / відкл. з витримкою      | Низька     | Обов'язковий (ПУЕ п.3.2.67)                                               |

МСЗ з пуском по напрузі є нормативно визначеним резервним захистом для знижуючих трансформаторів з одностороннім підключенням до системи (ПУЕ п.3.2.68

Захист від ОЗЗ 110 кВ є обов'язковим через заземлену нейтраль і реалізований програмно в RET 670. Захист від перевантаження виконується як тепловий захист з моделлю за IEC 60076-7.

Від окремої апаратної відсічки доцільно відмовитись — її повністю замінює параметр IdUnrestricted диференційного захисту RET 670, що спрощує загальну схему і усуває дублювання функцій

## Висновки

У другому розділі розглянуто питання вибору та обґрунтування системи релейного захисту силового трансформатора Т-3 типу ТРДН-40000/10-76 підстанції «Навчальна». На підставі виконаного аналізу можна зробити такі висновки.

1. Визначено основні електричні параметри трансформатора Т-3: номінальний струм обмотки ВН становить 200,82 А, кожної НН-обмотки — 1099,71 А, коефіцієнт трансформації ВН/НН дорівнює 10,952. Розщеплена конструкція НН-обмотки (НН1 і НН2 по 20 МВА) зумовила специфічні вимоги до побудови системи захисту з трьома гілками вимірювання.

2. Сформульовано та систематизовано вимоги до захистів трансформатора відповідно до ПУЕ : захист від багатофазних та однофазних КЗ, виткових замикань, перевантаження, зниження рівня масла. Встановлено, що для трансформатора з РПН необхідне окреме газове реле для відсіку регулятора напруги під навантаженням.

3. Як основний захист від внутрішніх пошкоджень обрано поздовжній диференційний захист, реалізований на базі мікропроцесорного пристрою RET 670 (ABB, серія Relion®). Обґрунтовано вибір пристрою, що підтримує роботу з трьома гілками вимірювання, виконує програмну компенсацію кутового зсуву

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 57   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

при схемі з'єднань  $Y_n/\Delta/\Delta$  та реалізує функцію автоматичного відстеження положення РПН (ARTD).

4. Описано апаратну архітектуру RET 670: модульна побудова (CPU, TRM, BIM/BOM, PSM), аналого-цифрове перетворення з частотою дискретизації 20 кГц, низький вхідний опір кіл струму (менше 0,01 Ом). Визначено повний перелік функцій захисту відповідно до ANSI/IEEE C37.2, що реалізуються в одному блоці: диференційний захист (87T), тепловий (49/PTTR), захист від перезбудження (24/PVPH), МСЗ, дистанційний захист, ПРВВ та інші.

5. Розглянуто алгоритми блокування диференційного захисту при кидках струму намагнічення та перезбудженні: аналіз за другою і п'ятою гармоніками у поєднанні з аналізом форми кривої струму забезпечує надійне розрізнення аварійного режиму та перехідних процесів комутації.

6. Як другий обов'язковий основний захист обрано газовий захист. Для основного бака трансформатора обрано реле Buchholz BF80/Q (Maschinenfabrik Reinhausen, Ду80), для відсіку РПН — РГЧЗ-66 (або BF25/Q). Обґрунтовано відповідність обраних реле вимогам ПУЕ пп. 3.2.62–3.2.63 за діаметром патрубка, наявністю двох незалежних елементів (сигнал і відключення) та можливістю перемикання відключаючого елемента на сигнал без розкриття корпусу.

7. Розроблено схему підключення обох газових реле до бінарних входів пристрою RET 670. При сигнальному спрацюванні формується тривожний сигнал у систему SCADA через протокол IEC 61850; при відключаючому спрацюванні — миттєва команда на відключення всіх трьох вимикачів Т-3 та реєстрація осцилограми.

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 58   |

### 3 РОЗРАХУНОК УСТАВОК ЗАХИСТІВ

#### 3.1 Вихідні дані для розрахунку уставок

Числові значення уставок RET 670 визначаються на підставі трьох груп даних: паспортних характеристик трансформатора Т-3, параметрів трансформаторів струму та результатів розрахунку струмів КЗ підстанції «навчальна» [1]. Усі вихідні дані зведено в таблиці 3.1. Конфігурація пристрою RET 670 з декількома вимикачами наведена на рисунку 3.1

Вторинні номінальні струми в плечах дифзахисту:

$I_{2\text{ном}}(\text{ВН}) = I_{\text{ном}}(\text{ВН}) / (K_{\text{T}} \cdot T_{\text{C}}) = 200,82 / (200/5) = 200,82 / 40 = 5,02 \text{ А}$   
(контур W1 — ТВТ-110м/200-600)

$I_{2\text{ном}}(\text{НН}) = I_{\text{ном}}(\text{НН}) / (K_{\text{T}} \cdot T_{\text{C}}) = 1099,66 / (3000/5) = 1099,66 / 600 = 1,83 \text{ А}$   
(плече W2, W3 — ТПШЛ-10/3000)

Вторинні струми плечей ВН (5,02 А) та НН (1,83 А) суттєво різняться між собою. Пристрій RET 670 усуває цю невідповідність шляхом автоматичного програмного балансування на основі введених параметрів ТС — ручний підбір коефіцієнтів трансформації не потрібен [2].

Таблиця 3.1 — Вихідні дані для розрахунку уставок захисту Т-3

| Параметр                                      | Значення                               | Джерело / примітка                 |
|-----------------------------------------------|----------------------------------------|------------------------------------|
| Тип трансформатора                            | ТРДН-40000/10-76                       | Однолінійна схема п/ст «навчальна» |
| Номінальна потужність $S_{\text{н}}$          | 40 МВА                                 | Паспортні дані                     |
| Номінальна напруга ВН $U_{\text{вн}}$         | 115 кВ                                 | Паспортні дані                     |
| Номінальна напруга НН (кожна) $U_{\text{нн}}$ | 10,5 кВ                                | Паспортні дані                     |
| Напруга КЗ $U_{\text{кз}}$                    | 11,0 %                                 | Паспортні дані                     |
| Діапазон РПН $\Delta U_{\text{рег}}$          | $\pm 9 \times 1,78\% \approx \pm 12\%$ | Паспортні дані                     |

|           |                 |          |        |      |                                             |      |         |  |
|-----------|-----------------|----------|--------|------|---------------------------------------------|------|---------|--|
|           |                 |          |        |      | 141.ЕК2110.010.ДБ                           |      |         |  |
|           |                 |          |        |      |                                             |      |         |  |
| Змн.      | Арк.            | № докум. | Підпис | Дата | РОЗРАХУНОК УСТАВОК<br>ЗАХИСТІВ              |      |         |  |
| Розроб.   | Якубишин Н.П.   |          |        |      |                                             |      |         |  |
| Перевір.  | Гулий В.С.      |          |        |      |                                             |      |         |  |
| Реценз.   |                 |          |        |      |                                             |      |         |  |
| Н. Контр. | Ягельський Є.О. |          |        |      |                                             |      |         |  |
| Затверд.  | Дерев'янко Д.Г. |          |        |      |                                             |      |         |  |
|           |                 |          |        |      | Літ.                                        | Арк. | Аркушів |  |
|           |                 |          |        |      |                                             |      | 59      |  |
|           |                 |          |        |      | КПІ «ім. Ігоря Сікорського»<br>група ЕКз-21 |      |         |  |

Продовження таблиці 3.1

|                                                     |                                |                                               |
|-----------------------------------------------------|--------------------------------|-----------------------------------------------|
| Номинальний струм ВН<br>$I_{ном}(ВН)$               | 200,82 А                       | Розрахунок: $S_n/(\sqrt{3} \cdot U_{ВН})$     |
| Номинальний струм НН<br>$I_{ном}(НН)$               | 1099,66 А                      | Розрахунок: $(S_n/2)/(\sqrt{3} \cdot U_{НН})$ |
| Схема з'єднань                                      | $Y_n/\Delta/\Delta$ (група 11) | Паспортні дані                                |
| Коефіцієнт трансформації ТС<br>ВН (ТВТ-110м)        | 200/5 А                        | Схема підстанції                              |
| Коефіцієнт трансформації ТС<br>НН (ТПШЛ-10/3000)    | 3000/5 А                       | Схема підстанції                              |
| Вторинний ном. струм плеча<br>ВН                    | 5,02 А                         | $I_{ном}(ВН) / (200/5) =$<br>200,82/40        |
| Вторинний ном. струм плеча<br>НН                    | 1,83 А                         | $I_{ном}(НН) / (3000/5) =$<br>1099,66/600     |
| Струм КЗ К4 (шини 10 кВ,<br>одна секція) $I_{кз}^3$ | 16,92 кА                       | Розрахунок КЗ підстанції                      |
| Струм КЗ К5 (макс. режим)<br>$I_{кз}^3$             | 36,12 кА                       | Розрахунок КЗ підстанції                      |
| Струм КЗ К1 (шини 110 кВ)<br>$I_{кз}^3$             | 10,04 кА                       | Розрахунок КЗ підстанції                      |
| Потужність КЗ системи $S_{кз}$                      | 2000 МВА (орієнт.)             |                                               |
| Відносний опір $X_{ВН} = X_{НН}$                    | 0,1375 в.о.                    | Розрахунок ( $S_б=100$ МВА)                   |
| Коефіцієнт перехідного<br>процесу $K_{пер}$         | 1,5 (зона 1); 2,5 (зона 2)     |                                               |
| Похибка ТС $\epsilon^*$                             | 0,1 (10%)                      |                                               |
| Похибка вирівнювання $\Delta f_{вир}$               | 0,02 (2%)                      |                                               |
| Пристрій захисту                                    | ABB RET 670                    | Прийнятий проектом                            |
| Коефіцієнт повернення реле<br>RET 670 кп            | 0,97                           | [3]                                           |

### 3.2 Розрахунок уставок основного захисту

Основний захист Т-3 реалізується двома пристроями — дифзахистом 87Т у RET 670 та газовим захистом (реле BF80/Q та РГЧЗ-66). Параметри газових реле є конструктивними і розглянуті окремо. У цьому розділі визначаються числові уставки дифзахисту RET 670 [2].

#### 3.2.1 Розрахунок коефіцієнта небалансу

Коефіцієнт небалансу  $K_{нб.розр}$  задає необхідне гальмування для відбудови від хибного диференційного струму при зовнішніх КЗ. До його складу входять три похибки: похибка ТС, відхилення РПН від номінального положення та похибка програмного вирівнювання :

$$K_{нб.розр} = \sqrt{[(K_{пер} \cdot \epsilon^*)^2 \cdot (1 + 2 \cdot (\Delta U_{рег} + \Delta f_{вир})) + (\Delta U_{рег} + \Delta f_{вир})^2]}$$

де  $K_{пер} = 1,5$  — коефіцієнт перехідного процесу для зони 1;

$\epsilon^* = 0,1$  — відносна гранична похибка трансформаторів струму класу 10Р;

$\Delta U_{рег} = 0,12$  — відхилення від номінального положення РПН ( $\pm 9 \times 1,78\% \approx \pm 16\%$ , половина = 12%);

$\Delta f_{вир} = 0,02$  — похибка вирівнювання струмів у RET 670.

$$K_{нб.розр}(зона\ 1) = \sqrt{[(1,5 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 2 \cdot (0,12 + 0,02)) + (0,12 + 0,02)^2]}$$

$$= \sqrt{[(0,15)^2 \cdot 1,28 + (0,14)^2]} = \sqrt{0,0288 + 0,0196} = \sqrt{0,0484} = 0,22\text{ в.о.}$$

$$K_{нб.розр}(зона\ 1) = 0,22\text{ в.о.}$$

#### 3.2.2 Мінімальний струм спрацювання ( $I_{dMin}$ )

Нижня межа чутливості захисту ( $I_{dMin}$ ) визначається з умови надійної відбудови від максимального струму небалансу з урахуванням ділянки EndSection1 гальмівної характеристики :

$$I_{dMin} \geq K_{від} \cdot K_{нб.розр} \cdot EndSection1 = K_{від} \cdot K_{нб.розр} \cdot EndSection1 = 1,1 \cdot 0,22 \cdot 1,15 = 0,278\text{ в.о.}$$

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 61   |

Розрахункова величина 0,278 в.о. задовольняє умовам. З урахуванням рекомендованого мінімуму для RET 670 приймається  $I_{dMin} = 0,20$  в.о. — з додатковим запасом надійності [2].

Прийнято:  $I_{dMin} = 0.2$  в.о.

### 3.2.3 Нахил гальмівної характеристики (SlopeSection2)

При великих наскрізних струмах похибка ТС зростає через насичення магнітопроводу. Для зони 2 розрахунок виконується з підвищеним коефіцієнтом  $K_{пер} = 2,5$ , що відображає цей ефект, гальмівна характеристика зображена на рисунку 3.1



Рисунок. 3.1 — Гальмівна характеристика

$$K_{нб.розр}(зона\ 2) = \sqrt{[(K_{пер2} \cdot \epsilon^*)^2 \cdot (1 + 2 \cdot (\Delta U_{рег} + \Delta f_{вир})) + (\Delta U_{рег} + \Delta f_{вир})^2]} = \\ = \sqrt{[(2,5 \cdot 0,1)^2 \cdot 1,28 + (0,14)^2]} = \sqrt{[0,08 + 0,0196]} = 0,316 \text{ в.о.}$$

$$SlopeSection2 \geq (K_{від} \cdot K_{нб.розр}(зона2) \cdot I_{б.розр} - I_{dMin}) / (I_{б.розр} - I_{б.поч})$$

де  $I_{б.розр} = EndSection2 = 2,0$  — розрахунковий гальмівний струм кінця зони 2;

$I_{б.поч} = EndSection1 = 1,15$  — початковий гальмівний струм зони 2.

$$SlopeSection2 \geq (1,1 \cdot 0,316 \cdot 2 - 0,2) / (2 - 1,15) = (0,6943 - 0,2) / 0,85 = 0,5 \text{ в.о.}$$

Отримане значення  $SlopeSection2 = 0.50 < 0,50$  — умова  $SlopeSection2 \leq 0,5$  виконана

Прийнято:  $SlopeSection2 = 0.50$  (умова:  $0.5 \leq 0,50$ )

### 3.2.4 Уставка диференційної відсічки (IdUnrestricted)

При дуже великому диференційному струмі його внутрішнє походження є безсумнівним — гальмування стає зайвим. Уставка відсічки перевищує максимальний можливий наскрізний струм при зовнішньому КЗ [3].

Розраховується відносно номінального струму трансформатора:

$$I_{\text{макс.наск.}} = I_{K3^3}(K4) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}} / S_{\text{н}} = 16.92 \cdot 1000 \cdot \sqrt{3} \cdot 10.5 / (40 \cdot 1000) = 7.693 \text{ о.о.} \approx 7.69 \text{ в.о.}$$

$$Id_{\text{Unre}} \geq K_{\text{від}} \cdot K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{макс.наск.}} = 1.1 \cdot 1 \cdot 7.69 = 8.46 \text{ в.о.}$$

**Прийнято:  $Id_{\text{Unrestricted}} = 8.46 \text{ в.о.}$**

### 3.2.5 Перевірка чутливості диференційного захисту

Перевірка чутливості виконується для найбільш несприятливого випадку — двофазного КЗ на виводах НН-обмотки при мінімальному режимі живлення (одна лінія) :

$$I_{K3}(2\text{ф, мін}) = (\sqrt{3}/2) \cdot I_{K3^3}(K4, \text{мін}) \approx 0,866 \cdot 16.92 \cdot 1000 \cdot 10.5 / 115 = 0,866 \cdot 1544.9 = 1337.9 \text{ А (приведений до ВН)}$$

$$K_{\text{ч(диф)}} = I_{K3}(2\text{ф, мін}) / (Id_{\text{мін}} \cdot I_{\text{ном}}(\text{ВН})) = 1337.9 / (0.2 \cdot 200.8) = 1337.9 / 40.2 = 33.31$$

$K_{\text{ч}} = 33.31 \geq 2,0$  — умова виконана

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 63   |

### 3.2.6 Зведені уставки диференційного захисту RET 670

Зведені уставки диференційного захисту RET 670 наведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 — Прийняті уставки диференційного захисту (87T / PDIF) RET 670 для Т-3

| Параметр RET 670                   | Прийнята<br>уставка | Пояснення                                          |
|------------------------------------|---------------------|----------------------------------------------------|
| IdMin (мін. струм спрацювання)     | 0,20 в.о.           | Розрахунковий 0,278 → прийнято з запасом 0,20      |
| EndSection1                        | 1,15 в.о.           | Межа лінійної ділянки                              |
| EndSection2                        | 2,0 в.о.            | Межа між зонами 2 та 3                             |
| SlopeSection2                      | 0,49 (49%)          | Розраховано з<br>Кнб.розр(зона2)=0,316             |
| SlopeSection3                      | 0,65 (65%)          | Прийнято з запасом для великих КЗ                  |
| IdUnrestricted (диф. відсічка)     | 18,12 о.о.          | $1,1 \cdot I_{\text{макс.наск}} = 1,1 \cdot 16,47$ |
| 2ndHarmonicRatio (блок. 2-а гарм.) | 15 %                | Відбудова від кидку намагнічення                   |
| 5thHarmonicRatio (блок. 5-а гарм.) | 35 %                | Відбудова від перезбудження                        |
| VectorGroup W1 (ВН)                | Yn                  | Відповідає схемі Yn                                |
| VectorGroup W2 (НН1)               | D                   | Відповідає схемі Δ — компенсація програмна         |
| VectorGroup W3 (НН2)               | D                   | Відповідає схемі Δ — компенсація програмна         |
| CTprim W1 (первинний струм ТС ВН)  | 200 А               | ТВТ-110м/200-600, К <sub>т</sub> =200/5            |
| CTprim W2 (первинний струм ТС НН1) | 3000 А              | ТПШЛ-10/3000, К <sub>т</sub> =3000/5               |

### Продовження таблиці 3.2

|                                                |        |                             |
|------------------------------------------------|--------|-----------------------------|
| СТ <sub>prim</sub> W3 (первинний струм ТС НН2) | 3000 А | Аналогічно НН1              |
| СТ <sub>sec</sub> (вторинний струм ТС)         | 5 А    | Стандартний вторинний струм |
| Str <sub>n</sub> (номінальна потужність)       | 40 МВА | Паспортне значення          |

### 3.3 Розрахунок уставок резервних захистів

До складу резервних захистів Т-З входять МСЗ з пуском по напрузі, захист від ОЗЗ 110 кВ та тепловий захист від перевантаження. Всі три функції реалізовані програмно в RET 670 [2].

#### 3.3.1 Максимальний струмовий захист (МСЗ) — сторона ВН 110 кВ

Уставка МСЗ повинна перевищувати максимальний робочий струм трансформатора з урахуванням режиму самозапуску споживачів та коефіцієнта повернення реле :

$$I_{с.з.} = (k_n \cdot k_{сзп} / k_p) \cdot I_{ном}(ВН)$$

де  $k_n = 1,2$  — коефіцієнт надійності;

$k_{сзп} = 1,1$  — коефіцієнт самозапуску електродвигунів (для підстанцій такого типу);

$k_p = 0,97$  — коефіцієнт повернення реле RET 670 [3];

$I_{ном}(ВН) = 200.82$  А — номінальний струм обмотки ВН.

$$I_{с.з.}(ВН) = (1.2 \cdot 1.1 / 0.97) \cdot 200.82 = 1.3608 \cdot 200.82 = 273.3 \text{ А}$$

Прийнято:  $I_{с.з.}(ВН) = 273$  А

Струм спрацювання МСЗ з боку НН (для контролю):

$$I_{с.з.}(НН) = (1.2 \cdot 1.1 / 0.97) \cdot 1099.71 = 1497 \text{ А}$$

#### Перевірка чутливості МСЗ:

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 65   |

Перевірка виконується для двофазного КЗ на шинах 10 кВ (точка К4) у мінімальному режимі, приведений до сторони ВН :

$$K_{\text{ч}}(\text{МСЗ}) = (\sqrt{3}/2 \cdot I_{\text{кз}}^3(\text{К4}) \cdot 1000 \cdot U_{\text{НН}}/U_{\text{ВН}}) / I_{\text{с.з.}}(\text{ВН})$$

$$= (0,866 \cdot 16.92 \cdot 1000 \cdot 10.5/115) / 273 = 1337.9 / 273 = 4.9$$

$K_{\text{ч}} = 4.9 \geq 1,5$  — умова виконана

### 3.3.2 МСЗ нульової послідовності — сторона ВН 110 кВ

Захист від ОЗЗ на стороні 110 кВ виконується через контроль струму нульової послідовності. Уставка відбудовується від небалансового струму, що виникає при зовнішньому трифазному КЗ на шинах 110 кВ :

$$I_{\text{нб0}} = K_{\text{НБ}} \cdot I_{\text{кз}}^3(\text{К1}) = 0.05 \cdot 10040 = 502 \text{ А}$$

де  $K_{\text{НБ}} = 0,05$  — коефіцієнт небалансу нульової послідовності (типово);

$I_{\text{кз}}^3(\text{К1}) = 10040 \text{ А}$  — струм трифазного КЗ на шинах 110 кВ.

$$I_{\text{сз0}} = K_{\text{в}} \cdot I_{\text{нб0}} = 1,25 \cdot 502 = 627.5 \text{ А}$$

де  $K_{\text{в}} = 1,25$  — коефіцієнт відбудування.

Прийнято:  $I_{\text{сз0}} = 628 \text{ А}$  (струм 3І0 у колі нейтралі ВН)

### 3.3.3 Захист від перевантаження — тепловий захист (РТТР)

Теплова уставка РТТР визначається з умови відбудови від номінального струму трансформатора [2]:

$$I_{\text{св}} = k_{\text{від}} \cdot I_{\text{ном}}(\text{ВН}) / k_{\text{пов}} = 1.05 \cdot 200.82 / 0.95 = 222 \text{ А}$$

де  $k_{\text{від}} = 1.05$  — коефіцієнт відстроювання;  $k_{\text{пов}} = 0.95$  — коефіцієнт повернення.

Прийнято:  $I_{\text{св}} = 222 \text{ А}$  (теплова уставка РТТР)

Пристрій RET 670 реалізує тепловий захист відповідно до теплової моделі стандарту IEC 60076-7 [3]. При досягненні розрахункової температури обмоток, що відповідає максимально допустимому перевантаженню, пристрій спочатку видає сигнал тривоги (витримка 15 с), а потім, якщо температура продовжує зростати — команду на відключення (витримка 60–120 с). Це дозволяє

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 66   |

використовувати перевантажувальну здатність трансформатора без ризику пошкодження ізоляції.

### 3.3.4 Захист від відмови вимикача (ПРВВ, 50BF / CCRBRF)

ПРВВ перевіряє зникнення струму через встановлену витримку часу після видачі команди відключення. Якщо вимикач не спрацював — надсилається команда на відключення резервних апаратів для ізоляції пошкодженого трансформатора [2].

$$t_{\text{ПРВВ}} = t_{\text{вим}} + \Delta t = 0,06 + 0,10 = 0,16 \text{ с} \rightarrow \text{прийнято } 0,20 \text{ с}$$

де  $t_{\text{вим}} = 0,06 \text{ с}$  — повний час відключення вимикача;  $\Delta t = 0,10 \text{ с}$  — запас.

**Прийнято:  $t_{\text{ПРВВ}} = 0,20 \text{ с}$**

### 3.3.5 Зведені уставки резервних захистів

Зведені уставки резервних захистів наведені в таблиці 3.3 .

Таблиця 3.3 — Прийняті уставки МСЗ та захисту від перевантаження RET 670 для Т-3

| Ступінь                                       | Іс.з., А<br>(первинний)                                | Витримка<br>часу                 | Призначення / умова                                                                            |
|-----------------------------------------------|--------------------------------------------------------|----------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------|
| МСЗ від перевантаж.<br>ВН (РТТР/РТОС<br>ст.1) | 273 А ( $\approx 1,36 \cdot I_{\text{ном}}$ )          | Сигнал 15 с /<br>відкл. 120 с    | Від перевантаження —<br>відбудова від<br>$I_{\text{ном}} \cdot k_n \cdot k_{\text{сзп}} / k_p$ |
| МСЗ швидкий<br>(РТОС ст.2)                    | 273 А                                                  | 0,3–0,5 с                        | Резервний від зовн. КЗ —<br>відключення ВН+НН                                                  |
| МСЗ повільний<br>(РТОС ст.3)                  | 232 А ( $\approx 1,15 \cdot I_{\text{ном}}$ )          | 1,0–1,5 с                        | Резервування захистів 10<br>кВ                                                                 |
| Захист від<br>перевантаження<br>(РТТР)        | 222 А<br>( $\approx 1,05 \cdot I_{\text{ном}} / k_p$ ) | Теплова<br>модель ІЕС<br>60076-7 | Сигнал при перегріві,<br>відкл. при критичному                                                 |

### 3.4 Зведена таблиця всіх прийнятих уставок

Зведена таблиця всіх прийнятих уставок наведені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 — Зведена таблиця уставок RET 670 для захисту Т-3 (ТРДН-40000/10-76)

| №  | Функція захисту     | Параметр уставки               | Прийняте знач. | Примітка           |
|----|---------------------|--------------------------------|----------------|--------------------|
| 1  | Диф. захист (87Т)   | IdMin — мін. струм спрацювання | 0,20 в.о.      |                    |
| 2  | Диф. захист (87Т)   | EndSection1                    | 1,15 в.о.      |                    |
| 3  | Диф. захист (87Т)   | EndSection2                    | 2,0 в.о.       |                    |
| 4  | Диф. захист (87Т)   | SlopeSection2                  | 0,49<br>(49%)  | Розраховано        |
| 5  | Диф. захист (87Т)   | SlopeSection3                  | 0,65<br>(65%)  | З запасом          |
| 6  | Диф. відсічка (87Т) | IdUnrestricted                 | 8.46 в.о.      |                    |
| 7  | Диф. захист (87Т)   | 2nd Harmonic Ratio             | 15 %           | Кидок намагнічення |
| 8  | Диф. захист (87Т)   | 5th Harmonic Ratio             | 35 %           | Перезбудження      |
| 9  | МСЗ ВН (РТОС ст.2)  | Іс.з. — струм спрацювання      | 273 А          | Первинний          |
| 10 | МСЗ ВН (РТОС ст.2)  | Витримка часу                  | 0,3–0,5 с      |                    |

Продовження таблиці 3.4

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 68   |

| №  | Функція захисту        | Параметр уставки          | Прийняте знач.          | Примітка       |
|----|------------------------|---------------------------|-------------------------|----------------|
| 11 | МСЗ ВН<br>(РТОС ст.3)  | Іс.з. — повільний         | 232 А                   |                |
| 12 | МСЗ ВН<br>(РТОС ст.3)  | Витримка часу             | 1,0–1,5 с               | Резерв 10 кВ   |
| 13 | МСЗ 0-посл.<br>(РТОС)  | Ісз0 — нульова посл.      | 628 А                   | 3І0 в нейтралі |
| 14 | Тепловий захист (PTTR) | Ісв — теплова уставка     | 222 А                   |                |
| 15 | ПЕРВВ<br>(CCRBRF)      | Витримка часу ПЕРШВ       | 0,20 с                  |                |
| 16 | Газовий захист (зовн.) | Обсяг газу — сигнал       | 200–250 см <sup>3</sup> | BF80/Q         |
| 17 | Газовий захист (зовн.) | Швидкість потоку — відкл. | 1,0 м/с                 | BF80/Q         |

## Висновки

У третьому розділі виконано розрахунок уставок релейного захисту трансформатора Т-3 (ТРДН-40000/10-76) з використанням пристрою RET 670 компанії АВВ. За результатами розрахунків можна зробити такі висновки.

1. Систематизовано вихідні дані для розрахунку: паспортні параметри трансформатора, характеристики трансформаторів струму (ТВТ-110м/200-600 на стороні ВН та ТПШЛ-10/3000 на стороні НН), розрахункові струми КЗ у характерних точках підстанції. Встановлено, що вторинні номінальні струми плеч ВН і НН суттєво різняться (5,02 А і 1,83 А відповідно), а балансування здійснюється програмно в RET 670 без добору трансформаторів струму.

2. Розраховано коефіцієнт небалансу диференційного захисту:  $K_{нб.розр}(зона\ 1) = 0,22\ \text{в.о.}$ ,  $K_{нб.розр}(зона\ 2) = 0,316\ \text{в.о.}$  Розрахунок враховує

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 69   |

похибку трансформаторів струму (10%), відхилення РПН ( $\pm 12\%$ ) та похибку вирівнювання (2%), що забезпечує коректну відбудову від струмів небалансу при зовнішніх КЗ.

3. Визначено уставки гальмівної характеристики диференційного захисту: мінімальний струм спрацювання  $I_{dMin} = 0,20$  в.о. (з запасом відносно розрахункового  $0,278$  в.о.), нахил зони 2  $SlopeSection2 = 0,49$  (49%), диференційна відсічка  $I_{dUnrestricted} = 8,46$  в.о. Блокування від кидку намагнічення встановлено за другою гармонікою на рівні 15%, від перезбудження — за п'ятою гармонікою на рівні 35%.

4. Перевірено чутливість диференційного захисту: коефіцієнт чутливості  $K_{ch} = 33,31$  при двофазному КЗ на виводах НН у мінімальному режимі, що значно перевищує нормативне значення  $2,0$ . Це підтверджує високу чутливість обраного захисту до внутрішніх пошкоджень трансформатора.

5. Розраховано уставки резервного максимального струмового захисту з боку ВН: струм спрацювання  $I_{с.з.}(ВН) = 273$  А ( $1,36 \cdot I_{ном}$ ), що забезпечує відбудову від номінального струму з урахуванням самозапуску електродвигунів. Коефіцієнт чутливості МСЗ при двофазному КЗ на шинах 10 кВ становить  $K_{ch} = 4,9$ , що перевищує нормативне значення  $1,5$ .

6. Розраховано уставки МСЗ нульової послідовності:  $I_{сз0} = 628$  А (струм  $3I_{I0}$  у колі нейтралі ВН) — для захисту від однофазних КЗ на землю в мережі 110 кВ з глухозаземленою нейтраллю. Уставку теплового захисту від перевантаження встановлено на рівні  $I_{св} = 222$  А з реалізацією теплової моделі відповідно до ІЕС 60076-7.

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 70   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

7. Визначено витримку часу захисту від відмови вимикача (ПРВВ):  $t_{\text{ПРВВ}} = 0,20$  с. Усі прийняті уставки зведено до зведеної таблиці (17 позицій), що охоплює диференційний захист, МСЗ, тепловий захист, ПРВВ та газовий захист — і є готовими для внесення у пристрій RET 670 під час налаштування.

8. Розраховані уставки забезпечують виконання нормативних вимог ПУЕ щодо коефіцієнтів чутливості та надійності для всіх видів захисту трансформатора Т-3, а комплексне використання пристрою RET 670 дозволяє реалізувати повний обсяг захисту, автоматики та моніторингу в одному блоці.

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
|      |      |          |        |      |                    | 71   |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    |      |

## ВИСНОВКИ

У дипломному проєкті вирішено комплекс задач з аналізу схеми підстанції «навчальна», розрахунку струмів короткого замикання, вибору та налаштування релейного захисту силового трансформатора Т-3 (ТРДН-40000/10-76).

1. Виконано технічний опис підстанції «навчальна» 110/35/10 кВ. Підстанція є вузловою розподільчою без збірних шин 110 кВ, живиться від двох незалежних ліній 110 кВ («Лінія 1» та «Лінія 2»). Встановлено три силових трансформатори сумарною потужністю 120 МВА та чотири секції шин 10 кВ. Описано все основне обладнання підстанції: відокремлювачі ОД-110м/600 зі схемою «відокремлювач — короткозамикач», вимикачі ВМ-35/600 на стороні 35 кВ, комплектні розподільчі установки КРУ-2 на стороні 10 кВ.

2. Розраховано струми трифазного короткого замикання у п'яти характерних точках підстанції методом відносних одиниць ( $S_b = 100$  МВА). Максимальний струм КЗ на шинах 10 кВ при максимальному режимі (три трансформатори паралельно) становить  $I_{k3} = 36,12$  кА, ударний струм  $i_{уд} = 82,13$  кА. Враховано реальну топологію підстанції: трансформатори Т-1 та Т-3 живляться від спільного джерела «Лінія 1», що збільшує результуючий опір схеми заміщення і зменшує розрахунковий струм на 9,3% порівняно з некоректним припущенням про три незалежних джерела. Перевірено все основне комутаційне обладнання за умовами електродинамічної та термічної стійкості — умови виконані.

3. Визначено повний комплекс захистів трансформатора Т-3 відповідно до вимог ПУЕ. Як основні захисти обрано: поздовжній диференційний захист (87Т) — обов'язковий для трансформаторів  $S_n \geq 6,3$  МВА; газовий захист — реле Buchholz BF80/Q для основного бака та реле РГЧЗ-66 для відсіку РПН.

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 72   |

Обґрунтовано взаємодоповнюваність цих двох захистів: диференційний ефективний при міжфазних КЗ, газовий — при виткових замиканнях і внутрішніх дефектах, невидимих струмовим захистом. Як резервні захисти прийнято: МСЗ з пуском по напрузі на стороні ВН, захист від замикань на землю нульової послідовності, тепловий захист від перевантаження (РТТН) та захист від відмови вимикача (ПРВВ)

4. Як пристрій мікропроцесорного захисту обрано АВВ RET 670 серії Relion®. Вибір обґрунтований підтримкою трьох вимірювальних гілок (ВН, НН1, НН2), що є необхідною умовою для трансформатора з розщепленою НН-обмоткою, програмною компенсацією кутового зсуву  $Y_n/\Delta/\Delta$  без допоміжних трансформаторів, функцією автоматичного відстеження положення РПН (ARTD) та реалізацією теплової моделі IEC 60076-7.

5. Розраховано числові уставки всіх функцій захисту RET 670. Мінімальний диференційний струм спрацювання  $I_{dMin} = 0,20$  о.о.; нахил гальмівної характеристики  $SlopeSection2 = 0,58$ ; уставка диференційної відсічки  $I_{dUnrestricted} = 8,46$  о.о.; струм спрацювання МСЗ  $I_{с.з.} = 273$  А; уставка МСЗ нульової послідовності  $I_{с30} = 628$  А; тепла уставка  $I_{св} = 222$  А; витримка часу ПЕРШВ  $t_{ПРВВ} = 0,20$  с. Перевірено чутливість захистів: коефіцієнт чутливості диференційного захисту  $K_{ч} = 33,31 \geq 2,0$  (умова виконана); МСЗ  $K_{ч} = 4,9 \geq 1,5$  (умова виконана).

6. Результати дипломного проєкту можуть бути застосовані при проєктуванні та введенні в роботу систем релейного захисту підстанцій 110/35/10 кВ та 110/10 кВ з трансформаторами типу ТРДН та мікропроцесорними пристроями захисту серії АВВ Relion.

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 73   |

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Правила улаштування електроустановок.
2. ABB AB. RET670 Transformer Protection IED. Technical Manual. Version 2.2. — Västerås: ABB AB, 2019.
3. IEC 60076-7:2018. Power transformers — Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers. — Geneva: IEC, 2018.
4. Правила улаштування електроустановок. Вид. 3-тє. — Мінпаливенерго України, 2010.
5. IEC 60214-1:2014. Tap-changers — Part 1: Performance requirements and test methods. — Geneva : IEC, 2014. — 168 с.
6. Правила улаштування електроустановок. Видання 3-тє, перероблене і доповнене. — К. : Мінпаливенерго України, 2010. — 736 с.
7. СОУ НЕК 20.261:2019. Технічна політика НЕК «Укренерго» у сфері розвитку та експлуатації магістральних та міждержавних електричних мереж. — К. : ДП «НЕК «Укренерго», 2019. — 49 с.
8. ДСТУ EN 50216-8:2015. Приладдя для силових трансформаторів та дроселів. Частина 8: Реле захисту від газу та тиску для трансформаторів, заповнених рідиною. — К. : ДП «УкрНДНЦ», 2015.
9. IEC 60076-7:2018. Power transformers — Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers. — Geneva : IEC, 2018. — 114 p.
10. IEC 60255-151:2009. Measuring relays and protection equipment — Part 151: Functional requirements for over/under-current protection. — Geneva : IEC, 2009. — 56 p.
11. IEC 61850-1:2013. Communication networks and systems for power utility automation — Part 1: Introduction and overview. — Geneva : IEC, 2013. — 98 p.
12. ABB AB. RET670 Transformer Protection IED. Technical Manual. Version 2.2. Doc. No. 1MRK 504 164-UEN. — Västerås : ABB AB, November 2017. — 1824 p. [Електронний ресурс]. — Режим доступу : <https://library.e.abb.com/>

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 74   |

13. ABB AB. RET670 Transformer Protection IED. Application Manual. Version 2.2. Doc. No. 1MRK 504 138-UEN. — Västerås : ABB AB, November 2017. — 428 p. [Електронний ресурс]. — Режим доступу : <https://library.e.abb.com/>
14. Maschinenfabrik Reinhausen GmbH. Buchholz Relay BF80/Q. Operating Instructions. — Regensburg : MR, 2021. [Електронний ресурс]. — Режим доступу : <https://www.reinhausen.com/>
15. Лисяк Г. М., Піпченко О. Д. Автоматика електроенергетичних систем : навч. посіб. — Харків : ХНУРЕ, 2015. — 280 с.
16. Бардик Є. І., Безбережев Ю. В. Перехідні електромагнітні процеси в електроенергетичних системах : методичні вказівки. — К. : НТУУ «КПІ» ФЕА, 2013. — 33 с.
17. Зорін В. В., Тисленко В. В., Клепиков Р. І. Основи теорії надійності та елементи теорії ризику : навч. посіб. — К. : Освіта України, 2009. — 490 с.
18. Кириленко О. В., Буткевич О. Ф., Мисик О. С. Проблеми та перспективи розвитку електроенергетики України // Технічна електродинаміка. — 2015. — № 5. — С. 44–53.
19. Маліновський А. А., Харченко В. Ф. Основи релейного захисту та автоматизації електроенергетичних систем : навч. посіб. — К. : ІСДО, 1996. — 303 с.
20. Казанський С. В., Юр'єва О. Ю. Електричні системи та мережі : навч. посіб. — К. : НТУУ «КПІ», 2011. — 188 с. [Електронний ресурс]. — Режим доступу : <http://ela.kpi.ua/>
21. Офіційний сайт НЕК «Укренерго» [Електронний ресурс]. — Режим доступу : <https://ua.energy>

|      |      |          |        |      |                    |      |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
|      |      |          |        |      | 141.ЕКз2108.008.ДБ | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |                    | 75   |