

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра автоматизації енергосистем**

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

_____ Анатолій МАРЧЕНКО

«10» грудня 2020 р.

Дипломний проєкт

на здобуття ступеня бакалавра

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

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

на тему: «Релейний захист підстанції 110/10 кВ»

Виконала: студентка 3 курсу, групи ЕК-зп 71
Ткаченко Марія Олегівна

Керівник: асистент,

Заколюдажний Володимир Васильович

Консультант:

Рецензент:

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

Студентка

Київ – 2020 року

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

_____ Анатолій МАРЧЕНКО
«10» грудня 2020 р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проєкт студентці
Ткаченко Марії Олегівни

1. Тема проєкту «Релейний захист підстанції 110/10 кВ», керівник проєкту Заколюдажний Володимир Васильович, асистент, затверджені наказом по університету від «03» грудня 2020 р. № 3448-С
2. Термін подання студенткою проєкту 10.12.2020
3. Вихідні дані до проєкту Релейний захист підстанції 110/10 кВ
4. Зміст пояснювальної записки: 1. Вступ. 2. Проведення дослідження типових підстанцій. 3. Релейний захист станцій/підстанцій. 4. Розрахунок вибраних параметрів. 5. Модернізація РЗА на підстанції. 6. Висновки.
5. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентацій тощо) 1. Схема електрична принципова підстанції 110/10 кВ 2. Структурні схеми мікропроцесорних пристроїв. 3. Блок-схема розташування захистів на підстанції 110/10 кВ. 4. Схема електрична принципова приєднання трансформаторів струму до реле MICOM P633.

6.Консультанти розділів роботи

| Розділ | Прізвище, ініціали та посада Консультанта | Підпис, дата | |
|--------|--|-------------------|---------------------|
| | | завдання видав | завдання прийняв |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |

7.Дата видачі завдання 17.09.2020

Календарний план

| № з/п | Назва етапів виконання дипломного проєкту | Строк виконання етапів роботи | Примітка |
|----------|---|----------------------------------|----------|
| 1 | Ознайомлення з літературою | 25.09-20.10.2020 | |
| 2 | Дослідження типових підстанцій | 13.10-19.10.2020 | |
| 3 | <u>Дослідження релейного захисту станцій/підстанцій</u> | 22.10-01.11.2020 | |
| 4 | Розрахунок вибраних параметрів | 05.11-15.11.2020 | |
| 5 | Пропозиції по модернізації РЗА на підстанції | 17.11-28.11.2020 | |
| 6 | Оформлення дипломної проєкту | 29.11-10.12.2020 | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |

Студент

(підпис)

Марія ТКАЧЕНКО
(ініціали, прізвище)

Керівник

(підпис)

Володимир ЗАКОЛОДЯЖНИЙ
(ініціали, прізвище)

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ

| № з/п | Формат | Позначення | Найменування | Кількість- лістів | Примітка |
|-------|--------|------------------|--------------|----------------------|----------|
| 1 | A4 | 141.7110.005.ДБ | ПЗ | 67 | |
| 2 | A1 | 141.7110.005.ТК1 | Схема 1 | 1 | |
| 3 | A1 | 141.7110.005.ТК2 | Схема 2 | 1 | |
| 4 | A1 | 141.7110.005.ТК3 | Схема 3 | 1 | |
| 5 | A1 | 141.7110.005.ТК4 | Схема 4 | 1 | |

| | | | | | | | | |
|----------|------|------------------|--------|------|--|--|--|--|
| | | | | | 141.7110. 005.ДБ | | | |
| | | | | | | | | |
| Зм. | Лист | № Докум. | Підпис | Дата | <div>Відомість дипломного проекту</div> | | | |
| Роз- | | Ткаченко М.О | | | | | | |
| Перевір | | Заколюдажний В.В | | | | | | |
| Реценз. | | | | | | | | |
| Н.Контр. | | Настенко Д.В. | | | | | | |
| Затверд | | Марченко А.А | | | <div>Літера</div> <div>Лист</div> <div>Листів</div> <div>КПІ ім. Ігоря Сікорського</div> <div>ФЕА, гр. ЕК-зн71</div> | | | |

Пояснювальна записка
до дипломного проєкту
на тему: «Релейний захист підстанції 110/10 кВ»

РЕФЕРАТ

Дипломний проект містить 67 аркушів та 7 рисунків, 25 таблиць, 4 листи графічної частини та 16 літературних посилань.

Актуальність теми – забезпечення надійності електропостачання і безаварійної роботи електрообладнання, мінімізація витрат на обслуговування.

Об'єкт дослідження – Пристрої Mikom P633.

Предмет дослідження – реконструкція підстанції.

Мета дослідження – вибір обладнання що відповідає заданим технічним вимогам.

Методи дослідження – розрахунок параметрів для вибору обладнання та релейного захисту і автоматики.

Ключові слова: ПІДСТАНЦІЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ВИМИКАЧ, СЕКЦІЯ, КОМІРКА, ШИНА, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА, МАКСИМАЛЬНИЙ СТРУМОВИЙ ЗАХИСТ, АВТОМАТИЧНЕ ВВЕДЕННЯ РЕЗЕРВУ.

ABSTRACT

The diploma project features 67 pages and 7 figures, 25 tables, 4 pages of the graphic part, and 16 literature links.

Relevance of the topic – reliability control of the security of power supply and accident-free operation of electric equipment, minimization of maintenance costs.

Object of study – Mikom P633 devices.

Subject of research – substation upgrade.

Aim of the study – selection of equipment which is consistent with defined test regulations.

Research methods – parameter calculations for selection of equipment and relay protection and automatics.

Key words: SUBSTATION, TRANSFORMER, CIRCUIT BREAKER, SECTION, CUBICLE, BUSBAR, SHORT-CIRCUIT, RELAY PROTECTION AND AUTOMATICS, OVERCURRENT PROTECTION, AUTOMATIC TRANSFER SWITCH.

ЗМІСТ

| | |
|---|----|
| ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ | 10 |
| ВСТУП..... | 11 |
| 1.ПІДСТАНЦІЯ 110/10КВ | 12 |
| 1.1СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ..... | 12 |
| 1.2 ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ | 13 |
| 1.3 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ | 13 |
| 1.4 ЗАЗЕМЛЕННЯ І ЗАХИСТ ВІД БЛИСКАВОК | 15 |
| 1.5 КОНСТРУКТИВНЕ ВИКОНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ | 16 |
| 1.6 СХЕМИ ВТОРИННОЇ КОМУТАЦІЇ | 17 |
| 1.7 ВЛАСНІ ПОТРЕБИ І ОПЕРАТИВНИЙ СТРУМ | 17 |
| 1.8 ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ | 17 |
| 1.8.1 Вибір обладнання на стороні 110 кВ | 18 |
| 1.8.2 Вибір обладнання на стороні 10 кВ | 23 |
| ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ | 28 |
| 2.РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ НА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 КВ | 29 |
| 2.1 ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРА | 29 |
| 2.2 ЗАХИСТ ЗБІРНИХ ШИН 110 кВ..... | 36 |
| 2.3 ЗАХИСТ ЛІНІЙ 110 кВ | 37 |
| 2.4 РОЗРАХУНОК ДИФЕРЕНЦІЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА | 38 |
| 2.5 РОЗРАХУНОК МАКСИМАЛЬНИХ СТРУМОВИХ ЗАХИСТІВ НА СТОРОНІ 10 кВ..... | 41 |
| 2.6 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ АОЗЧ | 43 |
| 2.7 РОЗРАХУНОК УСТАВОК ПРИСТРОЇВ АПВ..... | 45 |
| 2.7.1 Розрахунок АПВ на стороні 110 кВ | 45 |
| 2.7.2 Розрахунок АПВ на стороні 10 кВ | 45 |
| ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ | 47 |
| 3.МОДЕРНІЗАЦІЯ РЗА НА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 КВ | 48 |
| 3.1 МОДЕРНІЗАЦІЯ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ НА СТОРОНІ 110 кВ | 48 |
| 3.1.1 Функціональні можливості пристрою MiCOM P633 | 48 |

| | |
|---|----|
| 3.1.2 Допоміжні функції реле MiCOM P633 | 50 |
| 3.1.3 Вибір уставок реле пристрою MiCOM P633 | 52 |
| 3.2 МОДЕРНІЗАЦІЯ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ І АВТОМАТИКИ НА СТОРОНІ 10 кВ | 54 |
| 3.2.1 Призначення пристрою РЗЛ-01.01 | 54 |
| 3.2.2 Функціональні можливості пристрою РЗЛ-01.01 | 55 |
| 3.2.3 Характеристики надійності пристрою | 56 |
| 3.2.4 Технічні параметри і характеристики функцій захисту | 57 |
| 3.2.5 Технічні параметри і характеристики функцій автоматики | 62 |
| ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ | 64 |
| ВИСНОВКИ | 65 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ | 66 |

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АВР – автоматичне введення резерву;

АСУТП – автоматична система управління технологічним процесом;

ВРП – відкритий розподільчий пристрій;

ЗРП – закритий розподільчий пристрій;

КА – комутаційний апарат;

КЗ – коротке замикання;

КЛ – кабельна лінія;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок.

РЗА – релейний захист і автоматика;

МСЗ – максимальний струмовий захист;

П/С – підстанція;

ПЛ – повітряна лінія;

СВ – струмова відсічка;

ТН – трансформатор напруги;

ТС – трансформатор струму;

ВСТУП

У сучасному світі неможливо уявити високорозвинену країну без потужної галузі та потужної енергії. Усі сфери людської діяльності пов'язані з енергією. Будь на роботі чи вдома, у місті чи на селі, ми стикаємося з проявами енергії.

Енергетика – це одна із великих систем призначена для виробництва, передачі, розподілення і споживання електричної і теплової енергії. Великою і важливою частиною енергетики є електроенергетика. це та її частина яка виробляє, розподіляє і перетворює електроенергію. в її склад входять генератори, розподільчі пристрої, електричні мережі та електроприймачі.

Необхідною і суттєвою складовою електричних мереж є електричні підстанції. Підстанція (ПС) – це електроустановка, призначена для перетворення і розподілення електроенергії що складається з трансформаторів і інших перетворювачів енергії, розподільчих установок, пристроїв керування і допоміжних споруджень. ПС може бути підвищуючою або понижуючою.

На ПС встановлюється велика кількість обладнання яким потрібно керувати як на місцях так і дистанційно, а також необхідно постійно контролювати режими його роботи щоб вчасно виявляти аварійні режими і від'єднувати пошкоджені ділянки. З цією метою на ПС встановлюють релейний захист – один із видів автоматики що забезпечує нормальну і надійну роботу обладнання, а отже і всієї електроенергетики взагалі. Тому для підвищення надійності і економічності функціонування енергосистем і енергооб'єктів потрібно постійно розробляти і впроваджувати новітні технології релейного захисту.

Даний проект стосується розробки релейного захисту для підстанції 110/10 кВ, що будується для живлення біохімічного заводу, який теж будується.

РОЗДІЛ 1. ПІДСТАНЦІЯ 110/10 КВ

1.1 Схема електричних з'єднань підстанції 110/10 кВ

Підстанція 110/10 кВ з двома трансформаторами потужністю 40кВА призначено для доставки електроенергії до біохімічної станції, що будується, і відповідає діючим електричним стандартам та правилам.

Для забезпечення необхідного рівня напруги на шинах 10 кВ трансформатори обладнані автоматичними регуляторами напруги з обмеженням регулювання «+/- 9х1,78%».

Трансформатори оснащені комутаційними пристроями «RS-3» з відповідним механізмом «MZ-2». Автоматичне управління регулятором напруги здійснюється пристроєм «АРТ-1Н».

Компенсацію реактивної потужності забезпечують споживачі 0,4 кВ.. Була прийнята схема «мосту» з вимикачем та роз'єднувачами в стороні трансформаторів, та ремонтною перемичкою 110 кВ.

Прийнята схема забезпечує безперебійне електропостачання споживачів підстанції у разі виходу з ладу будь-якого з ліній електропередач та трансформаторів.

На стороні 10 кВ передбачається одинарна система шин, секціонована на 4 секції, що з'єднані попарно секційними вимикачами з АВР.

Для захисту високовольного обладнання від перенапруг на підстанції передбачена установка обмежувачів перенапруг на сторонах 110 кВ і 10 кВ, і в нейтралях трансформаторів.

Для заземлення нейтралей трансформаторів встановлено короткозамикачі (тип KZ-110 U1).

| | | | | | | | | |
|----------|------|------------------|--------|------|----------------------|--|---|------|
| | | | | | 141.7110.005.ДБ | | | |
| Зм. | Лист | № Докум. | Підпис | Дата | | | | |
| Розроб. | | Ткаченко М.О | | | ПІДСТАНЦІЯ 110/10 КВ | | Літера | Лист |
| Перевір | | Заколюдажний В.В | | | | | | 12 |
| Реценз. | | | | | | | | 17 |
| Н.Контр. | | Настенко Д.В. | | | | | КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕК-3п71 | |
| Затверд | | Марченко А.А | | | | | | |

Режим роботи нейтралі встановлюється диспетчером енергосистеми. Навантаження власних потреб підстанції живиться від двох трансформаторів (ТМ 100/10), що під'єднані до секцій 1 та 4 РП-10 кВ. Проектом передбачено можливість встановлення заземлюючих реакторів компенсації ємнісних струмів замикання на землю.

1.2 Електрика

Основними споживачами електроенергії на біохімзаводі є високовольтні синхронні електродвигуни допоміжного корпусу заводу, асинхронні електродвигуни насосної станції оборотного водопостачання, а також споживачі відділу нагнітання.

По надійності електроспоживання 7% споживачів заводу відносяться до 1-ї категорії, 50% до 2-ї категорії, 43% до 3-ї категорії.

Згідно розрахунку, сумарна споживана потужність на стороні 10 кВ складає 34900 кВА при коефіцієнті потужності 0,98.

1.3 Розрахунок струмів короткого замикання. Ємнісні струми замикання на землю

Розрахунок струмів короткого замикання виконаний спираючись на значення потужності к.з. на шинах 110 кВ Трипільської ДРЕС, що дорівнює 1950 МВА (по даним «Київенерго»).

Розрахунок струмів к.з. проведемо для трифазного к.з. на шині 10кВ Ісш.

Для цього складаємо схему заміщення (наведено на рис 1.1) і приводимо параметри схеми до базисних умов.

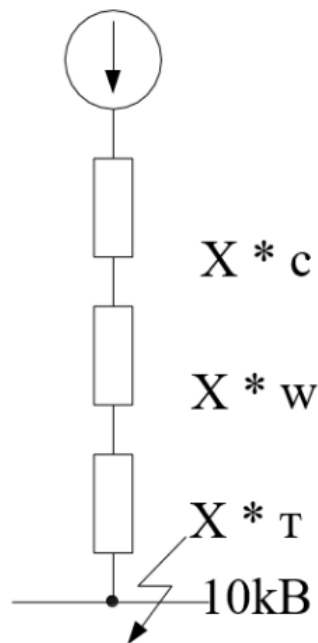


Рисунок 1.1.Схема розрахунку струмів короткого замикання для трифазного короткого замикання на шині 10 кВ Ісш

Визначте параметри схеми заміщення в основних умовах:

- Аварійний ЕРС системи $E^* = 1$
- $S_{\text{б}} = 1000 \text{ МВА};$
- $S_{\text{ном}} = 40 \text{ МВА};$
- $S_{\text{к.з.}} = 1950 \text{ МВА};$
- $U_{\text{б.1}} = U_{\text{сп1}} = 115 \text{ кВ};$
- $U_{\text{б.2}} = U_{\text{сп2}} = 10.5 \text{ кВ};$
- $I_{\text{б}} = S_{\text{б}} / U_{\text{б.2}} = 1000 / 3 \cdot 10.5 = 54.986 \text{ кА};$

Довжина ПЛ 8 км, марка АС- 70, худ = 0.428 Ом/км; Розрахуємо приведені опори системи , лінії і трансформатора:

- $x^*_{\text{с}} = S_{\text{б}} / S_{\text{к.з.}} = 1000 / 1950 = 0.513;$
- $x^*_{\text{w}} = \text{худ} \cdot l \cdot S_{\text{б}} / U_{\text{сп2}} = 0.428 \cdot 8 \cdot 1000 / 1152 = 0.259;$
- $x^*_{\text{т, вн.}} = (0.125 \cdot \text{ук. вн-нн.} \% / 100) \cdot (S_{\text{б}} / S_{\text{ном}}) =$
 $(0.125 \cdot 10.5 / 100) \cdot (1000 / 40) = 0.328$ $x^*_{\text{т, нн.}} = (1.75 \cdot \text{ук. вн-нн.} \% /$
 $100) \cdot (S_{\text{б}} / S_{\text{ном}}) = (1.75 \cdot 10.5 / 100) \cdot (1000 / 40) = 4.593.$

Згортаємо схему послідовно додавши всі послідовні опори. Другу розщеплену обмотку трансформатора на якій відсутнє к.з. не враховуємо. Таким чином знаходимо еквівалентний опір x^*e :

$$x^*e = x^*c + x^*t_{вн} + x^*t_{нн} = 0.513 + 0.259 + 0.328 + 4.593 = 5.693.$$

Визначаємо складові струму трифазного к.з:

- $I_{no} = E^* \cdot I_b / x^*e = 1 \cdot 54.986 / 5.693 = 9.658 \text{ кА};$
- $i_y = 2 \cdot I_{no}(3) \cdot k_y;$

де k_y – визначаємо згідно з (2, с.150 табл.3.8), $k_y = 1.82;$

- $i_y = 2 \cdot 9.658 \cdot 1.82 = 24.85 \text{ кА};$
- $i_{a,\tau} = 2 \cdot I_{no}(3) \cdot e;$

T_a знаходимо згідно з (2, с. 150 табл.3.8), $T_a = 0.07 \text{ с.}, e$ визначаємо згідно (2, с. 151, рис 3.25), $e = 0.65:$

- $i_{a,\tau} = 2 \cdot 9.658 \cdot 0.65 = 8.878 \text{ кА};$
- $B_k = (I_{no}) \cdot (t_{откл} + T_a),$

для к.з. на шинах 10 кВ $t_{откл} = 0.25.$

- $B_k = 9.6582 \cdot (0.25 + 0.07) = 29,849 \text{ кА} \cdot \text{с}.$

Для зменшення струмів короткого замикання на вході 10 кВ встановлено установка реакторів типу «РБГ -10-2500-0,20».

Струми короткого замикання на шинах 10 кВ (після проектування): в максимальному режимі 10,18 кА; і мініимальному 4,39 кА.

Вибір високовольтного обладнання, шини і ізоляторів проведений на номінальних параметрах з тестом на стійкість до струму короткого замикання.

Величина ємнісних струмів замикання на землю складає для 1-(4) секції 3,56 А , а для 2-(3) секції – 2,71 А, що менше 30 А (1-2-6 ПУЄ 1977 рік).

1.4 Заземлення і захист від блискавок

Захисний контур для заземлення виконується з урівнянням потенціалів.

Опір деяких елементів системи заземлення складає:

1. Заземлювач 110/10 кВ с / с біохімзаводу 0,9 Ом.
2. Опір водопровідного трубопроводу - 1,7 Ом.
3. Опір системи “ трос – опора ”- 2,8 Ом.

Загальний опір заземлюючих пристроїв становить 0,49 Ом.

Захист від хвиль перенапруг, що набігаючих з лінії 110 кВ, передбачено за допомогою вентильних розрядників типу РВС-110.

1.5 Конструктивне виконання підстанції

Підстанція складається з 3 основних конструктивних вузлів:

1. Розподільчого пристрою (РП) 110 кВ.
2. Силових трансформаторі 110/10кВ.
3. Розподільчого пристрою (РП) 10кВ.

Обладнання РП-110 кВ, силові трансформатори та трансформатори власних потреб установлюють відкрито.

Обладнання ВРП -110 кВ , електрично з'єднується сталевалюмінієвим проводом АС 300/39. Портالي та стойки під обладнання зроблені із збірного залізобетону.

Прокладка силових і контрольних кабелів по території РП – 110 кВ встановлюють в наземних кабельних лотках. Було передбачено ремонтну зону для огляду трансформаторів за допомогою пересувних підйомних пристроїв.

Аварійний злив масла передбачається в підземний аварійний резервуармісткістю 45 м3 .

РП-10кВ комплектується камерами КРУ2-10-20УЗ, що виробляються на Хмельницькому заводі трансформаторних підстанцій.

В приміщенні ЗРП-10кВ розташовано також камери струмообмежуючих реакторів, щитова, апаратна зв'язку і ряд додаткових приміщень, а також завбачені шахти для виводу кабелів на кабельні естакади.

Для проведення кабелів всередину підстанцій завбачені кабельні канали.

Частина підстанцій запроектована з урахуванням максимальної індустріалізації електромонтажних робіт. Монтаж обладнання зводиться, в основному, до установки на будівельних конструкціях комплектного обладнання заводського виготовлення і укрупнених комплектних вузлів, повністю виготовлених на заводах.

Перевезення силових трансформаторів до місця установлення передбачається по залізній дорозі з перевантаженням їх на колії перекатки.

1.6 Схеми вторинної комутації

Обсяг релейного захисту та автоматизації окремих підключень підстанцій приймається відповідно до глав 2-2 та 3-3 ПУЕ. Підстанція забезпечена постійним персоналом. На підстанції розробляється сигналізація. Експлуатаційне блокування роз'єднувачів і роз'єднувачів 110 кВ виключає можливість їх роботи під навантаженням і в поверхневих коробках.

Вимірювання та вимірювання електричної енергії слід проводити відповідно до глав 1-5 та 1-6 частини 1 ПУЕ.

1.7 Власні потреби і оперативний струм

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб типу (ТМ – 100/10). Потужність споживана на власні потреби складає 21,4 кВА в нормальних умовах, в ремонтних умовах навантаження на один трансформатор складає 24,8 кВА. Трансформатори власних потреб передбачені потужністю 100 кВА кожний. Шини щита ВП секціоновано на дві секції з АВР на секційному вимикачі. Оперативний струм на підстанції прийнятий постійний напругою 220 В від двох послідовно з'єднаних шкафів ШУСТ.

Для живлення електромагнітів ввімкнення масляних вимикачів 10 кВ встановлюються 4 блока УКП1 – 380 , які живляться від трансформаторів ТМ - 63/10, встановлених до вводів трансформаторів.

1.8. Вибір обладнання підстанції

Наведено номінальні параметри трансформаторів

Таблиця 1.1 Номінальні параметри трансформаторів

| Трансформатор | $S_n, \text{мВА}$ | $U_{вн}, \text{кВ}$ | $U_{нн}, \text{кВ}$ | $U_k \%$ | Межі регулювання |
|-------------------|-------------------|---------------------|---------------------|----------|------------------------|
| ТРДН 40000/110 | 40 | 115 | 10,5 | 10,5 | $\pm 9 \times 1,78 \%$ |

1.8.1. Вибір обладнання на стороні 110 кВ

Вимикачі, роз'єднувачі та вимірювальні трансформатори струму вибираються виходячи з наступних умов:

- ізоляція пристрою повинна відповідати номінальній напрузі електроустановки $U_{ном. ар} = U_{ном. вуст}$.
- струм, що працює в завантаженому режимі, не повинен перевищувати номінальний робочий струм пристрою: $I_{дин. Max} > I_{рак. навантаження}$.
- прилад повинен витримувати електродинамічні ефекти струму короткого замикання: $I_{дин. max} > I_{уд. max. i} I_{дин.} > I_n, 0$.
- температура деталі пристрою в кц не повинна перевищувати граничну норму, встановлену для короткочасного режиму.

Ключі:

- Електричний вимикач - це комутаційний пристрій, призначений для включення та вимикання пристроїв та ліній на номінальних струмах та для закриття струмів короткого замикання у найважчому режимі.

Виберіть низькомасляні вимикачі на даній підстанції «ТДС-110В-25/1250 УНЛ 1». Відповідно до довідкових даних знайдіть технічні характеристики цього вимикача та введіть його в Таблицю 1.2.

Таблиця 1.2 Технічні характеристики вимикача

| | |
|---|-----------------------|
| Тип вимикача | ВМТ-110В-25/1250УХЛ 1 |
| Номінальна напруга, кВ | 110 |
| Найбільша робоча напруга, кВ | 126 |
| Номінальний струм, А | 1250 |
| Номінальний струм вимкнення, кА | 25 |
| Граничний скрізний струм, кА: | |
| найбільший пік | 65 |
| початкове діюче значення періодичної складової | 25 |

Продовження таблиці 1.2

| | |
|---|------------------|
| Номинальний струм ввімкнення, кА: | |
| найбільший пік | 65 |
| початкове діюче значення періодичної складової | 25 |
| Струм термічної стійкості, кА/ | 25/3 |
| Час вимикання (з приводом), с. | 0,06 |
| Тип приводу | ППК – 1800 УХЛ 1 |

Роз'єднувачі:

- Роз'єднувачі – апарат зазначений для створення розриву між вимкненими ланцюгами і ланцюгами що знаходяться під напругою під час ремонту трансформаторів, ліній, апаратів тощо в цілях безпеки. Роз'єднувачами забороняється вимикати пристрої під струмом навантаження та струму короткого замикання.

Таблиця 1.3 Паспорт роз'єднувачів

| ТИП | РНДЗ 1 – 110/1000У1 | РНДЗ 1 – 110/1000У2 |
|--|------------------------|------------------------|
| Номинальна напруга, кВ | 110 | 110 |
| Номинальний струм, А | 1000 | 1000 |
| Стійкість головних ножів при скрізних струмах к.з.: | | |
| а) граничний скрізний струм, кА | 80 | 80 |
| б) струм термічної стійкості, кА/допустимий Час/с | 31,5/4 | 31,5/4 |
| - Стійкість заземлюючих ножів при скрізних струмах к.з. | | |
| а) граничний скрізний струм, кА | 80 | 80 |

Продовження Таблиці 1.3

| | | |
|--|----------------|---------------------|
| б) струм термічної стійкості, кА/допустимий Час/с | 31,5/1 | 31,5/1 |
| Тип приводу | ПРН – 110У1 | З.н.ПРН – 110 У1 |

Для даної підстанції обираємо роз'єднувачі типу РНДЗ.

Вибір роз'єднувачів не такий складний ніж вимикачів, так як роз'єднувачі не призначені для виключення а ні нормальних, а ні аварійних струмів. У зв'язку з цим їх вибір обмежений визначенням необхідних робочих параметрів: номінальної напруги і тривалого номінального струму, також перевіркою на термічну і динамічну стійкість при скрізних струмах к.з. Паспортні дані обраного роз'єднувача наведені в табл. 1.3

Короткозамикачі:

- Короткозамикачі – призначені для створення у мережі штучного короткого замикання зі струмом достатнім для спрацювання захисту, це пристрої з дистанційним керуванням. Типово вони використовуються на підстанціях зі спрощеною схемою живлення (без вимикачів). Короткозамикачі встановлюють у парі з відділювачами. На проєктованій підстанції короткозамикачі використовують з іншою метою - для заземлення нейтралі трансформатора.

Режим роботи нейтралі визначає диспетчер. Технічні дані вибраного короткозамикача наведені в таблиці 1.4

Таблиця. 1.4 Технічні дані обраного короткозамикача

| | |
|---|------------|
| Тип | КЗ-110Б-У1 |
| Номінальна напруга кВ | 110 |
| Найбільша робоча напруга КВ | 126 |
| Амплітуда граничного струму к.з. (головних ножів) кВ | 32 |

Продовження Таблиці. 1.4

| | |
|---|-----------|
| Номінальний струм термічної тсй- кості, кА/доп.час його дії, с | 12,5/3 |
| Повний час включення (без ожеле- диці/при ожеледиці), с | 0,18/0,28 |
| Тип приводу (Головних ножів) | ПРК-1У1 |

Розрядники:

Використовуються в схемі даної підстанції розрядники (вентильні) – при-
строї призначені для захисту електричного обладнання ЛЕП і підстанції від
атмосферних перенапруг (блискавок) і перенапруг в мережі .

Технічні дані наведені в таблиці 1.5 .

Таблиця 1.5 Технічні дані розрядників

| Тип | РВС-15У1 | РВС-35У1 | РВС-110МУ1 |
|---|--|----------|------------|
| Призначення | Для захисту від атмосферних перенапруг ізоляції електрообладнання замінного струму | | |
| Номінальна напруга кВ | 13,8 | 35 | 110 |
| Найбільша допустима напруга (діюче значення) кВ | 17 | 40,5 | 100 |
| Пробивна напруга при частоті 50Гц (в сухому стані і під до- щем), (діюче значення), кВ: | | | |
| Не менше: | 38 | 78 | 200 |
| Не більше: | 38 | 98 | 250 |
| Імпульсна пробивна напруга (при передрозрядному часі 2-20 мкс), кВ, не більше | 67 | 125 | 285 |

Продовження Таблиці 1.5

| | | | |
|--|----|-----|-----|
| Найбільша відстаюча напруга, кВ, при імпульсному струмі з довжиною фронту хвилі 8 мкс., і амплітудою, А: | | | |
| - 3000 | 57 | 122 | 315 |
| - 5000 | 61 | 130 | 335 |
| - 10000 | 67 | 143 | 367 |

Розрядники: РВС -15 У1 і РВС -35 У1- використовуються для роботи в неефективно заземлених мережах; РВС -110 МУ1- для роботи в ефективно заземлених мережах.

Вимірювальні трансформатори струму:

Вимірювальні трансформатори струму призначені для зменшення струму до рівня, придатного для вимірювання (1 і 5 А), для розділення первинного і вторинного ланцюгів, безпеки слугуючого персоналу, для підключення струмових обмоток реле вимірювальних пристроїв.

Параметри наведені в таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 Номінальні параметри трансформаторів

| | | | |
|---|----------------|-------------------|-------------------|
| Тип | ТФЗМ 110Б-1 | ТВТ 110- 300/5 | ТВТ 110- 600/5 |
| Кліматичне виконання і категорія розміщення | V1-Хл1 | V2-Хл2 | V2-Хл2 |
| Номінальна напруга, кВ | 110 | 110 | 110 |
| Найбільша робоча напруга, кВ | 126 | - | - |
| Номінальний струм, А: | | | |
| - Первинний | 200-400 | 300 | 600 |
| - Вторинний | 5 | 5 | 5 |

Продовження таблиці 1.6

| | | | |
|---|----------|-------|------|
| Номіальне навантаження, Ом в класі: | | | |
| - 3 | - | - | 25/1 |
| - 10 | - | 15/06 | - |
| Номинальна гранична кратність вторинної обмотки для захисту | 20 | 20 | 20 |
| Термічна стійкість: | | | |
| - Кратність/допустимий час, с. | - | 3 | 3 |
| - Допустимий струм, кА/допустимий час, с. | (8-16)/3 | - | - |
| Електродинамічна стійкість: | | | |
| - Кратність струму | - | 25 | 25 |
| - Струм електродинамічної стійкості, кА | 42-84 | 20 | 20 |

1.8.2. Вибір обладнання на стороні 10 кВ

На стороні 10 кВ ми вибираємо у монтажі та використанні ячейки комплектної розподільчої установки (КРУ) з вимикачами на вкатних візках.

Вимикачі:

На стороні 10 кВ ми вибираємо автоматичні вимикачі серії ВМПЕ з різними номінальним струмом. Найвищий номінальний струм будуть мати ввідні вимикачі, потім секційні і найменше на відхідних вимикачах.

Технічні характеристики вимикачів наведені в таблиці. 1,7 [3].

Таблиця 1.7 Технічні характеристики вимикачів

| Тип | ВМПЕ-10-1000-31,5 УЗ | ВМПЕ-10-1600-31,5 УЗ | ВМПЕ-10-3150-31,5 УЗ |
|----------------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Номинальна напруга, кВ | 10 | 10 | 10 |
| Найбільша номінальна напруга, кВ | 12 | 12 | 12 |

Продовження таблиці 1.7

| | | | |
|--|--------|--------|--------|
| Номинальний струм, А | 1000 | 1600 | 3150 |
| Номинальний струм відключення, кА | 31,5 | 31,5 | 31,5 |
| Граничний скрізний струм, кА: | | | |
| - Найбільший пік | 80 | 80 | 80 |
| - Початкове діюче значення періодичної складової | 31,5 | 31,5 | 31,5 |
| Номинальний струм відключення, кА: | | | |
| - Найбільший пік | 80 | 80 | 80 |
| - Початкове діюче значення періодичної складової | 31,5 | 31,5 | 31,5 |
| Струм термічної стійкості кА/допустимий час його дії, с. | 31,5/4 | 31,5/4 | 31,5/4 |
| Повний час відключення, с. | 0,095 | 0,095 | 0,12 |
| Власний час відключення (з приводом), с. | 0,09 | 0,07 | 0,07 |
| Власний час вмикання (з приводом), с | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| Мінмальна безструмова пауза при АПВ, с | 0,5 | 0,5 | 0,5 |

Роз'єднувачі:

На стороні 10 кВ функцію роз'єднувачів виконують викатні візки. Транспортувати візок в контрольоване або ремонтне положення створює повітряний проміжок, який відокремлює шини під напругою від обладнання та ліній, що встановлені після вимикача. В конструкції ячейки КРУ завбачено шторки, які зачиняють нерухомі контакти, що приєднанні до шин і знаходяться під напругою при викоченому візку. Крім того, у самій комірці встановлений один (трифазний) заземлюючий ніж, який заземлює кабель відхідної лінії. Заземлюючі ножі, що безпосередньо заземлюють шини установлені в ячейці.

Розрядники:

На стороні 10 кВ встановлюються розрядники серії РВО для захисту від атмосферних перенапруг ізоляції електричного обладнання змінного струму частотою 50Гц в мережах з будь-якою системою заземлення нейтралі.

Таблиця 1.8 Паспортні дані наведені в таблиці

| | |
|---|----------|
| Тип | РВО-10У1 |
| Номінальна напруга, кВ | 10 |
| Найбільша допустима напруга (діюче значення), кВ | 12,7 |
| Пробивна напруга при частоті 50 Гц (в сухому стані і під дощем), (діюче значення), кВ: | |
| - Не менше | 26 |
| - Не більше | 30,5 |
| Імпульсна пробивна напруга (при передрозрядному часі 2-20 мкс.), кВ не більше | 48 |
| Найбільший залишкова напруга, кВ, при імпульсному струмі, довжиною фронту хвилі 8мкс., і амплітудою, А: | |
| - 3000 | 43 |
| - 5000 | 45 |

Реактори:

Для обмеження струмів короткого замикання та для підтримання відповідного рівня напруги в шинах під час короткого замикання використовуються реактори. Паспортні дані для вибраного реактора наведені в таблиці 1.9.

Таблиця 1.9 Паспортні дані реактора

| Тип | РБГ 10-2500-0,20 УЗ |
|---|---------------------|
| Номінальна напруга, Кв | 10 |
| Тривалий допустимий струм при природному охолодженні, А | 2500 |
| Номінальний індуктивний опір, Ом | 0.20 |
| Номінальні втрати на фазу, кВт | 14 |
| Струм електродинамічної стійкості (амплітуда), кА | 60 |
| Струм термічної стійкості, кА | 23,6 |

Вимірювання трансформаторів струму:

У низькій стороні підстанції призначаємо вимірювальні трансформатори струму типу ТПШЛ та ТПОЛ, наведені в паспортних даних Таблиці 1.10.

Таблиця 1.10 Паспортні дані трансформаторів ТПШЛ та ТПОЛ

| Тип | ТПШЛ-10 | ТПОЛ-10 | ТПОЛ-10 |
|---|---------|---------|---------|
| Клас виконання і категорія розміщення | УЗ | УЗ | УЗ |
| Номінальна напруга, кВ | 10 | 10 | 10 |
| Найбільша робоча напруга, кВ | 12 | 12 | 12 |
| Номінальний струм, А: | | | |
| первинний | 3000 | 800 | 1500 |
| вторинний | 5 | 5 | 5 |
| Варіанти виконання вторинних обмоток | 0,5Р | 0,5Р | 0,5Р |
| Електродинамічна стійкість, кратність струму | - | 81 | 45 |
| Термічна стійкість: кратність/ допустимий час, с | 35/3 | 32/3 | 18/3 |
| Номінальна гранична кратність вторинної обмотки для захисту | - | 23 | 25 |

Трансформатори напруги:

Для захисту від однофазних замикань на землю, контроль напруги в секції шин та живлення лічильників до кожної шини в ячейках КРУ підключають вимірювальний трансформатор напруги НТМІ. Паспортні дані трансформаторів наведені в таблиці 1.11.

Таблиця 1.11 Паспортні дані НТМІ-10-66 УЗ

| Тип | НТМІ-10-66 УЗ |
|--|------------------|
| Клас напруги, кВ | 10 |
| Номинальна напруга обмоток, В: | |
| - первинної | 10000 |
| - основної вторинної | 100 |
| - додаткової вторинної | 100/3 |
| Номинальна потужність, ВА, в класі точності: | |
| - 0.5 | 120 |
| - 1 | 200 |
| - 3 | 500 |
| Гранична потужність, ВА | 1000 |

Запобіжники:

Для збереження трансформаторів ТМ100/10, ТМ63/10 та НТМІ вибирають запобіжники серії ПКТ, номінальні значення яких наведено в таблиці 1.12

Таблиця 1.12 Номінальні значення запобіжника

| Тип | ПКТ101-10-20-31,5 УЗ |
|-----------------------------------|----------------------|
| Номинальна напруга, кВ | 10 |
| Найбільша робоча напруга, кВ | 12 |
| Номинальний струм запобіжника, А | 20 |
| Номинальний струм відключення, кА | 31.5 |

Висновки

1. Задана система підстанції 110/10 кВ Має в собі основні складові такі як два трансформатора потужністю 40 кВ, комутаційний пристрій «RS-3» , пристрій «АРТ-1Н» та розрядників. Проаналізована система працює за схемою «містка» з встановленим вимикачем в перемищі то доцільніше використовувати секційний роз'єднувач який виправдовує себе з економічної точки зору. Для захисту високовольтного обладнання від перенапруг на підстанції передбачена установка обмежувачів перенапруг
2. Для забезпечення необхідного рівня напруги на шинах 10 кВ трансформатори обладнані автоматичними регуляторами напруги .
3. У масляних вимикачах присутні суттєві недоліки. Серед них – великий об'єм мастила, великі габарити, збільшені вимоги до пожежо- і вибухонебезпеки.
4. Встановлене на підстанції обладнання морально і технічно застаріле, тому є потреба його замінити.

РОЗДІЛ 2. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПІДСТАНЦІ 110/10 КВ

2.1 Захист трансформатора

Згідно ПУЕ вимагаються наступні захисти для трансформаторів:

- захист від зовнішніх коротких замикань – максимальний захист з блокуванням по напрузі або без неї. Вона ж використовується як резервний захист трансформаторів від внутрішніх пошкоджень; захист від пошкоджень всередині бака трансформатора або РПН –газовий захист трансформатора і пристрою РПН з дією на сигнал і відключення;
- захист від однофазних коротких замикань на сторонах трансформатора із глухозаземленою нейтраллю;
- захист від перевантаження з дією на сигнал. У багатьох випадках, на ПС без обслуговуючого персоналу, захист від перевантаження виконується з дією на розвантаження або на відключення. Крім безпосередньо захистів, вимагаються додаткові струмові органи, наприклад для автоматики охолодження, блокування РПН.
- захист від внутрішніх пошкоджень для трансформаторів менше 4 МВА – максимальний захист, для трансформаторів більшої потужності диференціальний захист;

Диференціальний захист.

Виконується в якості основного швидкісного захисту трансформаторів і автотрансформаторів.

Через її складність диференціальний захист встановлюється у наступних випадках:

- На паралельно працюючих трансформаторах (автотрансформаторах) потужністю 4000 кВА і вище;

| | | | | | | | | |
|----------|------|------------------|--------|------|---|---|------|--------|
| | | | | | 141.7110. 005.ДБ | | | |
| Зм. | Лист | № Докум. | Підпис | Дата | РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПІДСТАНЦІ 110/10КВ | Літера | Лист | Листів |
| Розроб. | | Ткаченко М.О | | | | | 29 | 18 |
| Перевір | | Заколюдажний В.В | | | | <i>КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕК-3п71</i> | | |
| Реценз. | | | | | | | | |
| Н.Контр. | | Настенко Д.В. | | | | | | |
| Затверд | | Марченко А.А | | | | | | |

- На одиноко працюючих трансформаторах (автотрансформаторах) потужністю 6300 кВА і вище;
- У трансформаторах потужністю 1000 кВА і вище, якщо струмова відсічка не забезпечує необхідної чутливості при к.з. на виводах низької напруги н ($K_{\text{ч}} < 2$) а максимальний захист струму має витримку часу більше 1с;
- На паралельно працюючих трансформаторах (автотрансформаторах)
- При паралельній роботі трансформаторів диференціальний захист забезпечує не тільки швидке, і селективне відключення пошкодженого трансформатора.

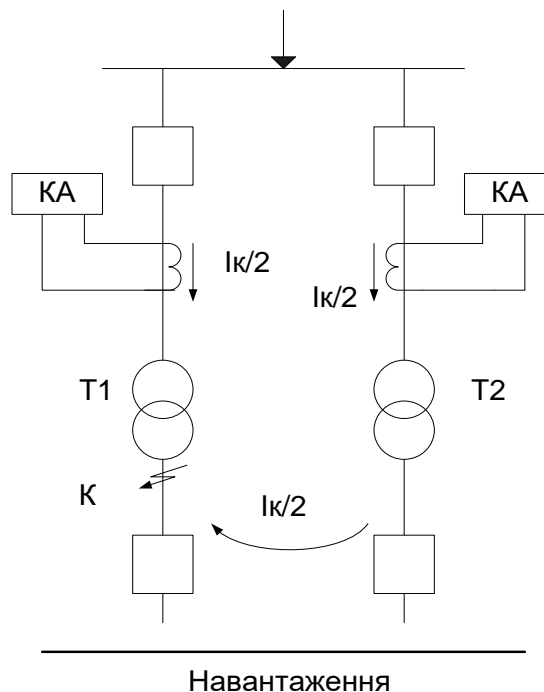


Рисунок.2.1 Вплив максимального струму захисту в разі пошкодження струму короткого замикання та пошкодження одного з паралельних трансформаторів.

Якщо трансформатори працюють паралельно T1 і T2 забезпечені тільки максимальним струмом, то при пошкодженні на вводах низької напруги трансформатора, прикладом є точка К, почнуть діяти максимальні струмові захисти обох трансформаторів. Диференціальний захист діючий без витримки часу, забезпечує відключення тільки пошкодженого трансформатора. Для здійснення диференціального захисту трансформатора встановлюють трансформатори струму (ТС) збоку всіх обмоток, як показано на малюнку.

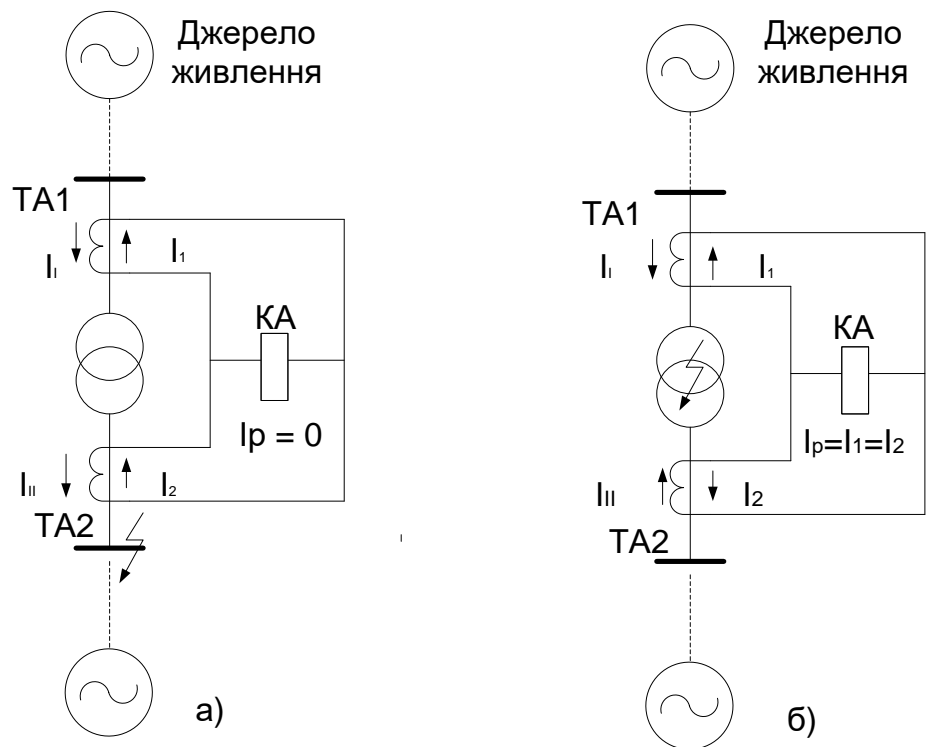


Рисунок.2.2 Принцип диференціального захисту трансформаторів

Опис Рис.2.2:

А. Розподіл струму при к.з.

В. Теж саме при к.з. і трансформаторі (в зоні дії дифенціального захисту)

Вторинні обмотки ТС з'єднуються в диференціальну схему і паралельно до них підключається струмове реле.

Якщо трансформатори струму вибрані правильно, то в нормальному режимі через реле КА протікає незначний струм небалансу, що виникає внаслідок неспівпадіння характеристик ТС. Щоб диференціальний захист не спрацював від незбалансованих струмів, його струм повинен бути більшим за цей струм, тобто $I_s, 3 = K_n I_r, n b$.

Газовий захист.

Встановлюється на трансформатори, автотрансформатори та реактори з масляним охолодженням, які мають розширювачі.

Використання газового захисту є обов'язковим у трансформаторах потужністю 6300 кВА і більше, а також у трансформаторах потужністю 1000-4000 кВА без диференціального захисту або відсічки і якщо максимальний струмовий захист має витримку часу 1с і більше. Використання газового захисту є

обов'язковим на внутрішніх трансформаторах потужністю 630 кВА і більше. Дія газового захисту, обумовлена тим, що навіть незначні пошкодження, а також підвищенні нагріви всередині бака трансформатора виникають розкладання мастила, що викликає виділення газу. Інтенсивність газоутворення і хімічний склад газу залежить від характеру і пошкоджень. Тому захист виконується так, щоб при повільному газоутворенні захист спрацював на сигнал, а при активному газоутворенні, яке має місце при к.з. відключився пошкоджений трансформатор.

Газовий захист - це найбільш універсальний і найчутливіший захист трансформаторів від пошкоджень. Він реагує на пошкодження такі як замикання між витками обмоток, на які не реагують інші види захистів через недостатнє значення струму при цьому виді ушкодження.

Захист газу здійснюється за допомогою спеціального газового реле, яке поділяється на поплавкові, лопасні та чашкоподібні.

Захист від надструмів при зовнішніх к.з. (максимальний захист).

Трансформатора при к.з. на збірних шинах або на відхідних від них приєднаннях, якщо РЗ або вимикачі цих елементів відмовили в роботі. Одночасно РЗ від зовнішніх к.з. використовується і для захисту від пошкоджень у трансформаторах. Проте по умовам селективності максимальний струмовий захист (МСЗ) повинен мати витримку часу і тому не може бути швидкодіючим. Через це в якості основного РЗ від пошкоджень в трансформаторах вона використовується тільки на малопотужних трансформаторах. Схема МСЗ трансформатора з одностороннім живленням (наведено на рис) 2.5. Щоб включити в зону дії захисту сам трансформатор, РЗ встановлюється зі сторони джерела живлення і повинна діяти на вимикання вимикача Q1. Струмові реле МСЗ вмикаються на ТС, встановлені біля вимикача Q2. На рис.2.5 представлена схема РЗ трансформатора, виконана з двома струмовими реле КА1 і КА2, які спрацювавши, з витримкою часу одночасно діють на відключення вимикачів Q1 і Q2. При цьому у випадку зовнішніх к.з. на стороні низької напруги (НН) трансформатора відключення вимикача Q2 резервує дію вимикача Q1. Частина

РЗ виконується із двома витримками часу: із першою t_1 на відключення вимикача Q1 зі сторони НН, а і з другого $t_2 = t_1 + t$ на відключення Q2 зі сторони ВН.

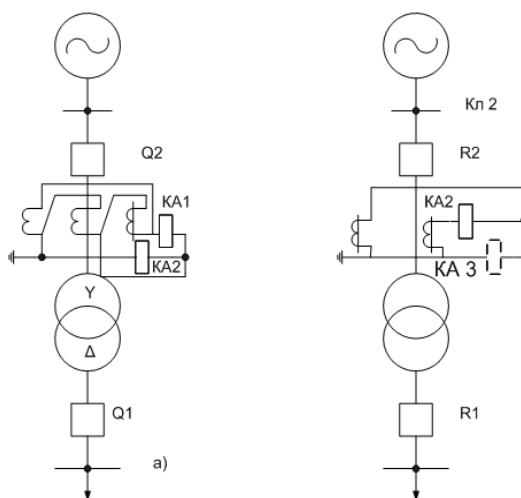


Рисунок 2.3 Максимальний захист струму двох обмоток понижуючий трансформатор

Опис рисунку 2.3:

- схема струмових ланцюгів з трьома ТС;
- схема струмових ланцюгів з двома ТС, встановленими біля вимикача Q2.

У випадку не відключення зовнішнього к.з. на стороні НН МСЗ з витримкою часу t_1 вимкне вимикач Q1, трансформатор при цьому залишиться під напругою зі сторони ВН. У випадку пошкодження в трансформаторі і відмові його основних швидкодіючих РЗ МСЗ з витримкою часу вимкне вимикач Q2. Струмові реле КА1 і КА2 в схемі МСЗ трансформаторів з ВН – 110 – 220 кВ під'єднання до ТС, з'єднаних в трикутник. Таке виконання струмових ланцюгів МСЗ запобігає можливому не селективному її спрацюванню при к.з. на землю в межах 110 – 220 кВ захист може діяти при всіх видах міжфазних к.з. на стороні як ВН так і НН трансформатора зі схемою з'єднання обмоток Y/Δ.

Захист від перевантаження.

Контроль за перевантаження трансформатора може виконуватися засобами реле-механіки. Захист від перевантажень може діяти на розвантаження або вимкнення (при неможливості ліквідації перевантаження іншими засобами).

Захист від перевантаження згідно ПУЄ встановлюється на трансформаторах потужністю 0,4 МВт і більше. Захист від перевантаження при симетричному навантаженні може виконувати реле, встановлене в одній фазі. На двообмоткових трансформаторах захист від перевантажень встановлюється зі сторони основного живлення. На три обмоткових трансформаторах при двосторонньому живленні – зі всіх сторін. Таким чином щоб охопити всі можливі режими і параметри трансформаторів, доцільно встановлювати сигналізацію перевантаження всіх трьох сторонах три обмоткового трансформатора. Струм спрацювання захисту від перевантаження з дією на сигнал визначається по умові повернення захисту при номінальному струмі навантаження трансформатора:

$$I_{сзп} = K_{відст} \cdot I_{ном} / K_v$$

a) *відст* - коефіцієнт відстройки, приймається рівним 105

b) *ном* - номінальний струм сторони

Трансформатора де встановлений захист, з урахуванням регулювання на даній стороні, приймається рівним номінальному струму відпайки з найбільшим струмом.

КП – коефіцієнт повернення. Для реле УЗА-АТ маючого вимірювальний орган перевантаження в одній фазі, коефіцієнт повернення приймається рівним 0,85 для мікропроцесорних захистів ALSTOM може бути прийнятий рівним 0,95.

Час спрацювання захисту від перевантаження для запобігання хибних сигналів має перевищувати час роботи захисту і відновлення нормального режиму дією автоматики, зниження пускового струму навантаження до номінального. Загальноприйнята в ряді енергопідприємств витримка часу 9 сек. Вона виставляється на всіх приладах сигналізації, не маючих спеціальних вимог до витримки часу.

Спеціальний струмовий захист нульової послідовності від однофазних к.з. на стороні НН (0,4 кВ).

Спеціальний струмовий захист нульової послідовності від однофазних

к.з.

Спеціальний захист нульової послідовності встановлюється відповідно до ПУЕ, коли максимальний захист струму на стороні ВН недостатньо чутливий до однофазного короткого замикання. На практиці це стосується трансформаторів зі схемою з'єднання обмоток:

$$Y/Y_0 \text{ у яких } I_k(1) \ll I_k(3).$$

Погодження розглянутого захисту трансформатора з захистом елементів, що відходять від зборки на стороні (НН) по ПУЕ не рахується обов'язковим. Це пояснюється тим, що виконання умов узгодження з захисними характеристиками автоматів і запобіжників відносно потужних елементів 0,4 кВ призводить до загроблення захисту трансформатора.

Найліпші умови для погодження забезпечуються у тих випадках, коли на відносно потужних елементах 0,4 кВ встановлюється додатковий струм захисту нульової послідовності без витримки часу, яка б діяла на відключення автомата.

Резервування захисних трансформаторів.

Практика експлуатації захистів трансформатора показує, що захисти при теперішній їх побудові можуть відмовити не залежно від того виконані ці захисти на змінному чи оперативному струмі. Може бути втрачене джерело оперативного струму, якщо це акумуляторна батарея, то вона єдина, а захист на змінному струмі сходиться на один комплект соленоїдів і ці ланцюги також можуть пошкодитись. Може відмовити вимикач або короткозамикач. Як правило, захисти живлячих ліній не резервують к.з. за трансформатором і пошкодження, на шинах НН відключиться тільки після того, як коротке замикання перейде на сторону ВН після пошкодження живлячих трансформаторів. І хоча ці випадки рідкісні, тяжкість наслідків заставляє працівників релейного захисту шукати спосіб виконання автоматичних захистів, які б не залежали від стану оперативного струму і апаратів на підстанції.

- Засвоїлися наступні міркування: Часто пристрій, який не відключився вперше, можна вимкнути вдруге або втретє

- Він має впливати на інший пристрій, в нашому випадку - відділювач. Звичайно, відділювач відключений під струмом К.З., буде пошкоджено дугою, але його замикання спричинить К.З.. На стороні НВ, яка відчуває захист підключеної лінії та вимкне коротке замикання. Досвід показує, що пошкодження роз'єднувача буде можливо відремонтувати.
- Джерелом робочого струму може бути ТС без довгих ланцюгів, які можуть бути пошкоджені електричною дугою, для цього пристрій повинен бути розташований біля трансформатора і підключений до нього та вимикача короткими кабелями.

2.2 Захист збірних шин 110кВ

Можливість пошкодження на шинах приблизно в 2,7 рази вище, ніж для трансформаторів, а тому їх захист не менш важливий. Основними причинами пошкодження є:

- Перекриття ізоляції
- Пошкодження роз'єднувачів
- Пошкодження трансформаторів струму та напруги
- Помилкове включення при короткому замиканні

Найчастіше спостерігається однофазне коротке замикання - близько 70-80% , трифазне близько 20%, що більше, ніж на лініях.

Передбачений диференціальний захист шин 110кВ як пристрій резервування відмови вимикача (ПРВВ) (резервний захист). ПРВВ вмикається разом з сигналом на вимикання вимикача і спрацює після часу, необхідного для нормального вимикання вимикача, коли вимикач не вимкнений або частина лопастей "застрягла".

ПРВВ подає сигнал на роз'єднувач і вимикає коротке замикання, отримана дуга створює додаткове коротке замикання, що спричиняє спрацювання наступного вимикача. Досвід показує, що збиток, спричинений роботою ПРВВ, менший, ніж незгасаний К.З. і ремонтується.

2.3 Захист ліній 110 кВ

Лінії 110кВ, як правило, працюють зі глухо заземленими нейтраліями. Такі ліній повинні бути захищені як від багатофазних, так і від однофазних коротких замикань. Мережі часто мають складну конфігурацію та кілька джерел живлення. Тому для захисту від багатофазних к.з. часто використовують дистанційний ступінчатий захист з різними характеристиками органів опору, які забезпечені блокуванням від гойдань і порушення вторинних ланцюгів TV. Для захисту від однофазних к.з. зазвичай використовують не дистанційну, а багату-ступінчатий направлений захист нульової послідовності. Для ліній даного класу напруги виконують поєднання далекого і ближнього резервування. Ближнє резервування зводиться до того, що на кожній лінії встановлюють два комплекти захистів, причому другий комплект може бути дещо спрощеним – з меншим числом рівнів.

На практиці можуть використовувати ще більш просту схему резервування. Один комплект що включає в себе дистанційний захист і струмовий направлений захист нульової послідовності розділяється по ланцюгам діючих величин оперативного струму на дві частини. в одну з них входять I і II рівні дистанційного і IV рівень струмового направленої захисту, а в іншу – відповідно III рівень дистанційної і I, II і III рівень струмового направленої захисту. У всіх випадках додатково встановлюють ненаправлені відсічки від багатофазних к.з.

Інший надійний захист - це диференціальний захист, який має простий принцип виконання, хороші експлуатаційні характеристики, вибіркового, надійний і економічний у довгостроковій перспективі. Принцип диференціального захисту полягає в порівнянні струмів на початку і в кінці лінії.

Доцільно вибирати диференціальний захист як захист магістралі на передбачуваних с/с (адже довжина ліній становить лише 8 км). Оскільки режим роботи нейтралі задається контролером, необхідно зробити захист, спрямований проти однофазних несправностей заземлення нульової послідовності, як додатковий 2-фазний захист максимального струму. Таким чином, ця

підстанція є кінцевою точкою, а інші з'єднання, крім електроенергії від електростанції, не встановлені на бічних електростанціях.

2.4 Розрахунок диференціального захисту трансформатора

Розрахунок параметрів вибраних пристроїв релейного захисту здійснюється за рахунок необхідності визначення чутливості огорожень. Чутливість до захисту є одним із критеріїв надійності пристроїв захисту релей. Це визначає доцільність використання цього захисту за певними параметрами та адекватність цього захисту. Струми короткого замикання розраховуються для визначення параметрів пристроїв релейного захисту. В максимальному та мінімальному режимах.

Основним початковим пунктом вибраних захистів є трансформатор струму, який постійно контролює величину струму перед розрахунком параметрів пристроїв релейного захисту для обчислення параметрів трансформаторів струму. Дані розрахунку наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 Параметри пристроїв релейного захисту

| № | Найменування розрахункових Величин | розрахункова формула | Числове значення для обмоток трансформатора | |
|---|--|---|--|--|
| | | | I 115 | II 10,5 |
| 1 | Тип трансформатора | - | ТРДН – 40000/110 | |
| 2 | Номінальна напруга обмоток | $U_{ном}$ | 115 | 10,5 |
| 3 | Первинні струми на сторонах захищеного трансформатора, що відповідають його номінальній потужності | $I = \frac{S_n}{\sqrt{3}U_n}$ | $\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200,8A$ | $\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2 \times 2199,4A$ |
| 4 | З'єднання вторинних обмоток трансформаторів струму | - | Δ | Y |
| 5 | Розрахунковий коефіцієнт трансформації трансформатора струму | $\Pi_{\Delta} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_H}{5}$ $\Pi_{TY} = \frac{I_H}{5}$ | $\frac{\sqrt{3} \cdot 200,8}{5} = 69,5$ - | - $\frac{2199,4}{5} = 439$ |
| 6 | Прийнятий коефіцієнт трансформації трансформаторів струму | Π_T | $600/5 = 120$ | $3000/5 = 600$ |

Продовження таблиці 3.1

| | | | | |
|---|--|---|---|---|
| 7 | Вторинні струми в плечах захисту при номінальному первинному струмі | $i_{нв\Delta} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_H}{P_T}$ $i_{нвY} = \frac{I_H}{P_T}$ | $\frac{\sqrt{3} \cdot 200.8}{120} = 2.89A$ <p>-</p> | <p>-</p> $\frac{2199.4}{600} = 3.66A$ |
| 8 | Первинні струми в обмотках трансформатора на сторонах I, II при зовнішніх трифазних к.з. в максимальному режимі, приведені до живлячої сторони | $I_{к,ВН,макс}^{(3)}$ | $\frac{412}{243,6}$ | $\frac{753}{445.8}$ <p>до.реактора після.реактора</p> |
| 9 | Первинні струми в обмотках трансформатора на сторонах I, II при зовнішніх трифазних к.з. в мінімальному режимі, приведені до живлячої сторони | $I_{к,ВН,мін}^{(3)}$ | $\frac{412}{243,6}$ | $\frac{753}{445.8}$ <p>до.реактора після.реактора</p> |

Розрахуємо диференціальний захист струму, що знаходиться між трансформаторами і включає захист від пошкоджень 110 кВ, силовий трансформатор 110/10 кВ та реактор 10 кВ. Дані розрахунку наведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 Диференціальний захисний струм

| № | Найменування розрахункових Величин | Розрахункова формула | Числове значення |
|---|---|--|--|
| 1 | Первинний мінімальний струм спрацювання захисту за умови відстроочки від кидка струму намагнічення при включенні трансформатора під напругу | $I_{с.з.мин} \geq \kappa_n \cdot I_{ном}$ $\kappa_n = 1,5$ | $I_{с.з.мин} \geq 1.5 \cdot 200.8 = 301.2$ |
| 2 | Прийняте місце встановлення гальмівної обмотки | $W_{гальм}$ | 10 кВ |

Продовження таблиці 3.2

| | | | |
|----|---|---|--|
| 3 | Мінімальний струм спрацювання реле на основній стороні (...кВ) – стороні з найбільшим вторинним струмом | $I_{ср.мін.осн.} = \frac{I_{с.з.мін} \cdot \frac{U_{н.вн} \dots кВ}{U_{н.нн} \dots кВ}}{\Pi_T}$ | $\frac{301.2 \cdot \frac{115}{10.5}}{3000/5} = 5.49$ |
| 4 | Розрахункове число витків робочої обмотки насичуючого трансформатора реле для основної сторони (...кВ) | $W_{осн.роб.розр.} = \frac{F_{с.р.}}{I_{с.р.мін.осн.}}$ | $\frac{100}{5.49} = 18.21$ |
| 5 | Прийняте число витків для основної сторони | $W_{осн.роб.}$ | 18 |
| 6 | Відповідний мінімальний струм спрацювання реле на основній стороні | $I_{с.р.осн.} = \frac{F_{с.р.}}{W_{осн.роб.}}$ | $\frac{100}{18} = 5.56$ |
| 7 | Розрахункове число витків робочої обмотки реле на стороні I | $W_{I.роб.розр.} = W_{осн.роб.} \cdot \frac{i_{н.в.осн}}{i_{нв.I}}$ | $18 \cdot \frac{3.66}{2.89} = 22.8$ |
| 8 | прийняте число витків для неосновної сторони | $W_{I.роб}$ | 23 |
| 9 | Струм спрацювання реле, приведений до живлячої сторони | $I_{с.р.} = \frac{F_{с.р.}}{W_{I.роб}}$ | $\frac{100}{23} = 4.35 \text{ A}$ |
| 10 | Первинний струм спрацювання захисту, приведений до живлячої сторони | $I_{с.з.} = \frac{I_{с.р.} \cdot \Pi_T}{\sqrt{3}}$ | $\frac{4.35 \cdot 60}{\sqrt{3}} = 150.69 \text{ A}$ |

Кінець таблиці 3.2

| | | | |
|----|---|--|--|
| 11 | первинний розрахунковий струм небаланса с урахування І"нб.розр. в мінімальному режимі роботи системи для визначення витків гальмівної обмотки | $I_{нб.розр.} = I'_{нб.розр.} + I''_{нб.розр.} + I'''_{нб.розр.}$ $I'_{нб.розр.} = \kappa_{опр} \cdot \kappa_{одн} \cdot f_i \cdot I_{к.вн.мін.}^{(3)}$ $I''_{нб.розр.} = \Delta U_a \cdot I_{0.к.мін.}^{(3)}$ $I'''_{нб.розр.} = \frac{W_{I.роб.розр.} - W_{I.роб}}{W_{I.роб.розр}} \cdot I_{к.вн.л}^{(3)}$ | $I_{нб.розр} = 41.2 + 65.92 + 3.61 = 110.73$ $I_{нб.розр} = 24.36 + 38.98 + 2.14 = 65.48$ $I'_{нб} = 1 \cdot 1 \cdot 0.1 \cdot 412 = 41.2$ $I'_{нб} = 1 \cdot 1 \cdot 0.1 \cdot 243.6 = 24.36$ $I''_{нб} = 0.16 \cdot 412 = 65.92$ $I''_{нб} = 0.16 \cdot 243.6 = 38.98$ $I'''_{нб} = \frac{22.8 - 23}{22.8} \cdot 412 = 3.61$ $I'''_{нб} = \frac{22.8 - 23}{22.8} \cdot 243.6 = 2.14$ |
| 12 | Розрахункове число витків гальмівної обмотки насичуючого трансформатора реле, де $W_{роб. розр.}$ | $W_{гальм.} = \frac{\kappa_n \cdot I_{нб.розр.} \cdot W_{роб.розр}}{I_{гальм} \cdot tg\alpha}$ | $\frac{1.5 \cdot 110.73 \cdot 18.21}{412 \cdot 0.83} = 8.84$ |

2.5 Розрахунок максимальних струмових запобіжників МСЗ на стороні 10 кВ

Через недостатню чутливість диференціального захисту до коротких замикань позаду реактора було прийнято двофазний захист максимального струму для захисту входу 10 кВ та реактора 10 кВ. Розрахунок максимального струмового захисту, встановленого на цьому s/s, наведено в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 Розрахунок максимального струмового захисту

| № | Найменування | | Найменування захищеного елемента | | |
|----|---|--------------------------------|---|-------------------|------------|
| | | | Позначення і розрахункова формула | Секційний вимикач | Ввод 10 кВ |
| | | | | 1 | 2 |
| 1 | Максимальний робочий струм, А | | I_M | 1300 | 1470 |
| 2 | Коефіцієнт трансформації трансформатора струму | | n_T | 1500/5 | 3000/5 |
| 3 | Мінімальне значення струму трифазного к.з. в зоні захисту | Основний, А | $I''_{\kappa_1 \cdot \min^{(3)}}$ | 7430 | 7430 |
| 4 | | Резервний, А | $I''_{\kappa_2 \cdot \min^{(3)}}$ | 7110 | 7110 |
| 5 | Розрахункові коефіцієнти | кратності максимального струму | κ_p | 1.6 | 1.6 |
| 6 | | схеми ввімкнення реле | κ_{cx} | 1.0 | 1.0 |
| 7 | | Надійності | κ_H | 1.2 | 1.2 |
| 8 | | повернення реле | κ_{Π} | 0.85 | 0.85 |
| 9 | Струм спрацювання реле | розрахунковий, А | $i_{c.p.} = \kappa_{cx} \cdot \frac{\kappa_M \cdot \kappa_p \cdot I_{\kappa}}{\kappa_{\kappa} \cdot n_T}$ | 9.78 | 5.53 |
| 10 | | прийнятий, А | $i_{c.p.}$ | 9.8 | 5.6 |
| 11 | | первинний, А | $i_{\kappa.з.} = i_{c.p.} \cdot n_T / \kappa_{cx}$ | 2940 | 3360 |
| 12 | Чутливість захисту | в зоні основного захисту | $\kappa_q = 0.87 \cdot I''_{\kappa_1 \cdot \min^{(3)}} / I_{c.з.}$ | 2.2 | 1.92 |
| 13 | | в зоні резервного захисту | $\kappa_q = 0.87 \cdot I''_{\kappa_2 \cdot \min^{(3)}} / I_{c.з.}$ | 2.1 | 1.84 |
| 14 | | за трансформатором Y/Δ | $\kappa_q = 0.5 \cdot I''_{\kappa_{сво} \cdot \min^{(3)}} / I_{c.з.}$ | - | - |
| 15 | Обрано струмове реле | кількість і тип | | РТ40/20 | РТ40/20 |
| 16 | | границі уставок струму реле, А | від_до_ | 5 ÷ 20 | 2.5 ÷ 10 |

2.6 Розрахунок параметрів АОЗЧ

Пункти розрахунку параметрів АОЗЧ:

Система АОЗЧ може містити різну кількість і склад протиаварійної автоматики направленої на обмеження зниження частоти.

- а) На даній підстанції в систему АОЗЧ входить САЧР і ЧАПВ, що є достатнім
- б) для запобігання системним аваріям пов'язаним із аварійним зниженням частоти.
- в) САЧР - це особливий вид АЧР. АЧР працює в разі активного відключення живлення при аварійному зменшенні частот. АЧР вимикає навантаження невеликими кроками, наприклад, по мірі зниження частоти для припинення її зниження або по мірі збільшення часу роботи енергосистеми зі зниженою частотою для її підйому. АЧР включає:
- д) АЧР1 - для швидкісної зупинки процесу зменшення частоти, включаючи спеціальні черги - для запобігання автоматичного або експлуатаційного розвантаження енергоблоків АЕС, коли частота нижче 49,0 Гц; основний масив - (48,8 Гц і нижче)
- е) АЧР2 несуміщену (маючи свою потужність розвантаження) – розвантаження з витримкою часу для підйому частоти після дії пристроїв АЧР1, а також при повільному зниженні частоти
- ф) АЧР2 суміщену (не здатну заряджатись та працювати з другим запуском на зарядному з'єднанні, підключеному до АЧР1) - рорядка із затримкою в часі для запобігання швидкого замерзання на аварійному низькому рівні.
- г) Регулювання параметрів АЧР повинно бути таким, щоб глибина та час періоду зменшення та збільшення частоти не призводили до порушення технологічного режиму ТЕС. Враховуючи ці вимоги, АЧР разом з іншими аварійними автоматизаціями повинен здійснюватися на основі таких проектних умов частотної роботи енергосистеми:

- Нижче 49,0 Гц - не більше 40 секунд.

- Нижче 47,0 Гц - не більше 10 секунд.
- Нижче 46,0 Гц – заборонено

h) Потужність вимкненого навантаження не повинна перевищувати аварійний дефіцит потужності що виник. Час вимкнення споживачів дією АЧР визначається часом ліквідації аварійної ситуації і має бути мінімально можливою. Прилади АЧР постійно мають бути введені в роботу з заданими параметрами налаштування.

i) АЧР має бути зв'язана з АВР таким чином щоб дією АВР не відновлювалось живлення вимкненого АЧР навантаження тих самих або інших електрично зв'язаних джерел живлення. Забороняється перемикати навантаження, вимкнені пристроями АЧР, на залишені в роботі електрично пов'язані джерела живлення.

j) Потужність, під'єднаних до АЧР споживачів в будь-якому енергорайоні У якості розрахункового застосовують максимально можливий для енергорайоні аварійний дефіцит потужності. У випадку якщо розрахунковий аварійний дефіцит активної потужності перевищує 0,45 сумарного споживання, необхідно застосовувати ДАР.

Лінії під'єднанні до системи АОЗЧ і параметри АОЗЧ на підстанції "Біохімзавод" наведено в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 параметри ЕРА на підстанції «Біохімічний завод»

| Вид АЧР | Уставки АЧР | Найменування ліній |
|-----------------------------|---------------------|--|
| САЧР | 49.2 Гц 0.5 сек. | ВЛ-10 кВ яч.32, яч.34, яч.19, яч.41. |
| ЧАПВ | 49.8 Гц 20 сек. | |
| Лінії не під'єднанні до АЧР | | ВЛ-10 кВ яч.15, яч.17, яч.18. яч.20, яч.22, яч.31, яч.42, яч.36, яч.39, яч.13. |

ЧАПВ надає можливість споживачів при підйомі частоти в результаті мобілізації резервів генеруючої потужності і відновленні відключених зв'язків. сумарна потужність під'єднаних до ЧАПВ навантажень не регламентується і визначається по місцевим умовам роботи в енергорайоні. Пристрої ЧАПВ встановлюються, в першу чергу, у випадках неможливості швидкого відновлення живлення споживачів оперативним шляхом після дії пристроїв АЧР. Черговість включення споживачів пристроями ЧАПВ повинна бути зворотною до черговості вимкнення їх пристроями АЧР. При під'єднанні до одної черги ЧАПВ декількох приєднань, їх вимикачі мають вмикатися по чергово з інтервалом часу не менше 1 сек.

2.7 Розрахунок параметрів пристроїв АПВ

2.7.1 Розрахунок АПВ на стороні 110 кВ

Сторона 110 кВ цієї енергосистеми живиться за рахунок двох ПЛ 110 кВ від Трипільської ДРЕС, а іншого з'єднання на стороні 110 кВ немає, оскільки це кінцева точка. Захист повітряних ліній за допомогою релейного захисту здійснюється повітряними вимикачами, що використовуються в електростанції. Тому АПВ також встановлені в електростанції.

2.7.2 Розрахунок АПВ на стороні 10 кВ

Основними параметрами пристроїв АПВ, які забезпечують належну роботу, є час перезапуску вимикача (час виконання) та час повернення схеми АПВ у вихідний стан (розблокування пристрою АПВ). Бажано мати мінімальний термін служби пристроїв АПВ ($t_{АПВ}$) в умовах безперебійного електропостачання споживачів та надійності енергосистеми. Однак мінімально можливий час повернення ланцюга під впливом АПВ обмежений низкою факторів: часом повної ізоляції несправності від усіх джерел живлення, номінальною напругою мережі, конструкцією приводу тощо.

На стороні 10 кВ АПВ встановлюється лише на тих ячейках, які живлять лінії електропередачі, наземні або кабельні. Оскільки є одиночні і мають одностороннє живлення пристрої однократного АПВ $t_{АПВ1}$ обираємо за двома умовами:

- за умови деіонізації середовища час від моменту відключення до моменту повторного замикання та подачі напруги.
- Коли привод вимикача $t_{г,п}$ готовий до перезапуску після вимкнення. У вибраних нами перемикачах цей час становить 0,3 секунди.

За роки експлуатації може виникнути зношеність приводних деталей, натяг пружин може дещо зменшитися, що приводить до збільшення цього часу. Також на цей час впливає якість сборки та регулювання вимикачів разом з приводом. Час за умовою готовності привода.

Час автоматичного повернення АПВ (час готовності) після спрацювання повинен забезпечувати однократність дії АПВ.

Для цього при повторному ввімкненні на сталі к.з. повернення АПВ в вихідне положення має відбуватися тільки після того, як вимикач, повторно ввімкнений від АПВ, знову вимкнеться релейним захистом, маючи найбільшу витримку часу.

Тому час роботи АПВ вибираємо з розрахунків на стороні 10 кВ - 0,8 секунди. У багатьох випадках для повітряних ліній із одностороннім живленням витримка часу однократного АПВ приймають близько 3-5 сек., що підвищує успіх АПВ при падіннях гілок дерев, торкання проводів.

Висновки

1. Розраховали диференціальний захист, що знаходиться між трансформаторами і включає захист від пошкоджень 110 кВ, силовий трансформатор 110/10 кВ та реактор 10 кВ. Представлені на огляд, виробники високовольтного обладнання випускають продукцію, яка задовольняє поставленим технічним вимогам.

2. Зроблено розрахунок максимального струмового захисту на стороні 10кВ. Через недостатню чутливість диференціального захисту до коротких замикань позаду реактора було прийнято двофазний захист максимального струму для захисту входу 10 кВ та реактора 10 кВ. Розрахунок максимального струмового захисту, встановленого на цьому s/s.

3. Розраховали параметри ААЗЧ.Робимо висновок, що пристрої ЧАПВ встановлюються, в першу чергу, у випадках неможливості швидкого відновлення живлення споживачів оперативним шляхом після дії пристроїв АЧР. Черговість включення споживачів пристроями ЧАПВ повинна бути зворотною до черговості вимкнення їх пристроями АЧР. При під'єднанні до одної черги ЧАПВ декількох приєднань, їх вимикачі мають вмикатися по чергово з інтервалом часу не менше 1 сек.

4. Проведено розрахунок установки пристроїв АПВ. Основними параметрами пристроїв АПВ, які забезпечують належну роботу, є час перезапуску вимикача (час виконання) та час повернення схеми АПВ у вихідний стан (розблокування пристрою АПВ). Бажано мати мінімальний термін служби пристроїв АПВ ($t_{АПВ}$) в умовах безперебійного електропостачання споживачів та надійності енергосистеми. Однак мінімально можливий час повернення ланцюга під впливом АПВ обмежений низкою факторів: часом повної ізоляції несправності від усіх джерел живлення, номінальною напругою мережі, конструкцією приводу.

РОЗДІЛ 3.МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ПІДСТАНЦІЇ 110/10 КВ

3.1 Модернізація релейного захисту 110 кВ

Основним обладнанням, яке потребує надійного захисту з боку *110 кВ*, є силовий трансформатор TRDN 40000/110. Основним захистом трансформатора є диференціальний захист всередині бака і на клеммах.

Диференціальний захист трансформатора вбудований у мікропроцесор Міcom Р633, який призначений для швидкого та селективного захисту від коротких замикань у трансформаторах. Цей пристрій призначений для захисту об'єктів з дво- і тристороннім живленням.

3.1.1 Функціональність МіСОМ Р633

Він має такі основні функції, які дозволяють вам:

- трисистемний диференціальний захист об'єктів з живленням (підключенням) до чотирьох сторін;
- амплітуди вторинних струмів, передбачених для захисту від дифузії та координації контактних груп;
- струм нульової послідовності можна відключити, додатково відключити для будь-якої сторони об'єкта, що захищається;
- робочі функції з двома точками доступу;
- стабілізація диференціального струму при активованому захищеному об'єкті за наявності другої гармоніки (це можна зробити за допомогою руху за участю вимірювальної системи, або його можна вимкнути без цього руху або повністю);
- стабілізація диференціального струму у зовнішньому короткому замиканні за допомогою дискримінації насичення;

| | | | | | | | | |
|----------|------|------------------|--------|------|---|---|------|--------|
| | | | | | 141.7110. 005.ДБ | | | |
| Зм. | Лист | № Докум. | Підпис | Дата | МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ПІДСТАНЦІЇ 110/10 КВ | Літера | Лист | Листів |
| Розроб. | | Ткаченко М.О | | | | | 48 | 16 |
| Перевір | | Заколюдажний В.В | | | | <i>КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕК-зн71</i> | | |
| Реценз. | | | | | | | | |
| Н.Контр. | | Настенко Д.В. | | | | | | |
| Затверд | | Марченко А.А | | | | | | |

- диференціальний захист нульової послідовності (від точки на землі);
- трифазний захист максимального струму з незалежним опором з вибором пошкодженої фази та окремих фазних струмів, зворотних струмів та струмів короткого замикання на землю;
- однофазний захист максимального струму з часом шляхом вибору систем для вимірювання пошкодженої фази та окремих фазних струмів,
- зворотної послідовності та струму короткого замикання на землю;
- захист від термічних перевантажень (може здійснюватися мимоволі,
- використовуючи відносну або абсолютну модель об'єкта);
- Захист від збільшення / зменшення частоти;
- Захист від підвищення / зменшення напруги із затримкою
- контроль за наявністю граничних значень;
- параметрична логіка.

Таким чином, всі захисні функції трансформатора можна виконувати за допомогою одного реле, однак для підвищення надійності захист входів повинен здійснюватися на окремому реле. За допомогою цього реле доцільно захистити трансформатор від перевантаження, якщо останній вимкнений. Інші органи повинні використовуватися для резерву або допоміжних цілей [8].

Щоб використовувати пристрій як диференціальний захист трансформатора, необхідно узгодити амплітуди та контактні групи вторинних струмів, що подаються на диференціальний захист трансформатора, які захищені з усіх боків. Узгодження амплітуди досягається встановленням основних параметрів потужності (зазвичай рівних номінальній потужності трансформатора) та первинної напруги з кожної сторони трансформатора. Амплітудна координація здійснюється шляхом включення в пристрій контактних ланцюгів обмоток трансформаторів - на стороні $110\text{ кВ } Y$ і на стороні $10\text{ кВ } \Delta$ - [8].

У якості дублюючого захисту обираємо пристрій того ж сімейства, що і резервний захист Місом Р 122 - для захисту від зовнішніх коротких замикань. і газове реле з'єднання Бухгольца - для запобігання пошкодження трансформаторного бака.

3.1.2 Допоміжні функції реле Mikom P633

P633 має багато основних та допоміжних функцій, які не охоплені цим дипломним проектом.

Визначення параметрів роботи (експлуатації) значень:

- У Р633 передбачена функція визначення параметрів робочих значень, що дозволяють відображати струми та напруги Р633, виміряні в нормальному (робочому) режимі мережі, і значення, отримані з них. Умовою відображення вимірюваних значень є те, що вони перевищують встановлені мінімальні межі. Коли мінімальний поріг не перевищено, відображається значення "не виміряне". Виводяться такі вимірювані значення:
 - Фазові струми всіх трьох фаз чотирьох обмоток трансформатора.
 - Максимальний фазовий струм кожної обмотки трансформатора.
 - Мінімальний фазовий струм кожної обмотки трансформатора.
 - Максимальний фазовий струм і фазовий струм, при якому кожна обмотка трансформатора затримується на певний проміжок часу.
 - Струм $3I_o$, Р633, обчислений із суми фазних струмів для кожної обмотки трансформатора.
 - Струм 1нейтралі, Р633, що вимірюється, на трансформаторі струму Тх4 (х: 1, 2 або 3).
 - Фазові струми всіх трьох фаз віртуальної сторони трансформатора.
 - Віртуальна сторона формується шляхом підсумовування струмів двох обраних сторін трансформатора, вибраного в ОСНФ.
 - Максимальний фазовий струм віртуальної сторони трансформатора.
 - Мінімальний фазовий струм віртуальної сторони трансформатора.
 - Струм $3I_o$ віртуальної сторони трансформатора:
 - Напруга.
 - Частота.
 - Кути між фазовими струмами.
 - Кути між струмами тієї ж фази з обох сторін трансформатора.

- Кут між обчисленим струмом $3I_o$ і струмом, виміряним в трансформаторі струму $T_x 4$ ($x: 1, 2$ або 3).

Виміряні значення оновлюються приблизно через 1 секунду. Оновлення зупиняється при загальному запуску або коли система управління пристроєм виявляє несправність.

Активована стабілізаційна функція при перемиканні струму.

Якщо ненавантажений трансформатор відключається невчасно, наприклад, коли напруга проходить через нуль, струм комутації може бути в кілька разів вище, ніж номінальний струм цього трансформатора. Лише через відносно тривалий час цей струм приймає невелике постійне значення розрядженого струму трансформатора. Оскільки відносно великий струм комутації протікає лише з закритої сторони, завдяки характеристикам операції диференціального захисту трансформатор може бути відключеним, якщо не буде вжито заходів щодо стабілізації диференціального струму в цьому режимі. Імовірність стабілізації цього струму при підвищенні струму трансформатора вказує на те, що струм трансформатора містить значну частину вищих гармонік з подвоєною частотою мережі.

Прилад Р633 фільтрує диференціальний струм. Основні гармонічні ($I(f_o)$) та вторинні гармонічні ($I(2*f_o)$) компоненти визначаються в диференційному струмі. Якщо відношення $I(2*f_o)/I(f_o)$ принаймні в одній вимірювальній системі диференціального захисту перевищує певне значення, під час вибору блокується наступне відсічення:

- загальні для всіх трьох вимірювальних систем диференціального захисту;
- Селектор для системи, в якій вимірюється високий відсоток другої гармоніки. Блокування не виконується, коли диференціальний струм перевищує вказану межу $DIFF: I_{dif} >> PPh$.

3.1.3 Вибір уставок реле пристрою Міком Р633

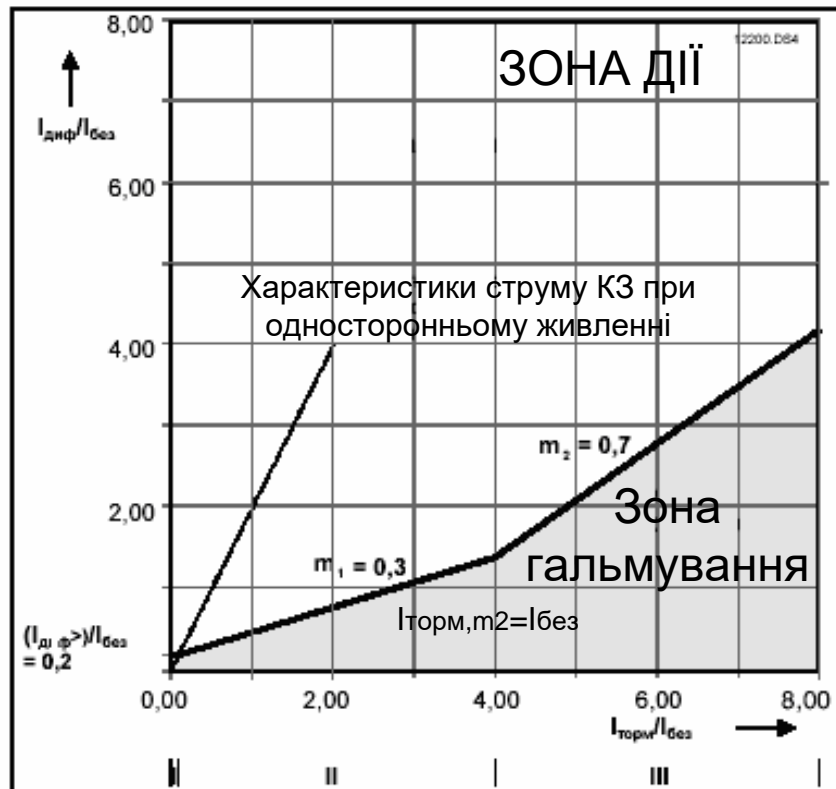


Рисунок 3.1 Особливості диференціального захисту

На рисунку 3.1 наведені характеристики диференціального захисту без міжфазного короткого замикання, рекомендованого компанією ALSTOM. Особливості включають:

- $I_{diff} > = 0,2$ - Початковий струм ввімкнення реле $m1 = 0,3$ - коефіцієнт гальмування першої частини $m2 = 0,7$ - коефіцієнт гальмування другої частини
- $I_{r m2} / I_{ref} = 4$ - точка переходу від ділянки із гальмом $m1$ до частини з гальмом $m2$.

Коефіцієнт гальмування повинен покривати несправні компоненти, які викликають струм дисбалансу в ролику під час зовнішніх коротких замикань. Методика розрахунку наведена в інструкції із захисту трансформатора (тут не наводиться). Параметри можна вибирати без цього розрахунку, але оцінювати помилки з урахуванням високої чутливості дифзахиста.

Дисбаланс Γ , що враховує похибку трансформатора струму для трансформаторів струму вітчизняного виробництва наприклад 10Р складає 10%. У

гіршому разі для струмів навантажень в початковій частині гальмівної характеристики відповідно до DIN EN 60044-1 амплітудна погрішності складає 3%, кутова погрішність складе 2%, тому повна погрішність для розрахунку $I''=3+\sin 2^\circ=6.5\%$. Враховуючи діапазон регулювання трансформатора, дисбаланс можна вважати рівним 16%.

Дисбаланс, викликаний помилкою вирівнювання, визначається дискретною установкою напруг сторін не більше 100 В, тобто номінальне значення можна точно виставити. Також можна точно встановити початковий номінальний струм трансформатора струму. Тому цей дисбаланс $I'''=\sqrt{3}*1\%=1.44\%$.

Разом це дає всі три складові дисбаланса складають:

$$D_{Inb} = I' + I'' + I''' = 6.5 + 16 + 1.44 = 24\% \text{ - для початкової частини (m}_1\text{).}$$

Для кінцевої частини характеристики (m₂):

$$D_{Inb} = I' + I'' + I''' = n * 10 + 16 + 1.44 = 38\%. \text{ де } n = 2 \text{ - для двох обмоткових трансформаторів.}$$

Враховуючи коефіцієнт повернення для захисту диференціального трансформатора, отримуємо значення $k = 1,5$:

- $m_1 = D_{Inb} K_n = 24 * 1,5 = 36\%$ можна вважати $m_1 = 0,36$.
- $m_2 = D_{Inb} K_n = 38 * 1,5 = 57\%$ можна прийняти $m_2 = 0,6$.

Початковий струм спрацьовування захисту не враховує першу умову вибору відтстройки від кидка струму намагнічення і аналогічно розрахунку ДЗТ-21 може бути вибраний по виразу: $I_{cзпач} = K_{отс} * K_{выг} * I_{ном}$ де $K_{отс}=0,3$, $K_{выг}=1$ (менше для трансформаторів, менше для автотрансформаторів).

Початковий робочий струм рекомендується компанією: $I_{диф} > 0,2 I_{ном}$. Виходячи з того, що за відсутності гальмування струм дисбалансу залежить лише від струму ядра (втрати намагніченості), який може становити до 5% від $I_{нома}$.

Розрахунок підтверджує можливість виконання параметрів, рекомендованих компанією та наведених вище.

3.2 Релейний захист та автоматика на стороні 10 кВ

Модернізація релейного захисту та автоматизація частини 10 кВ буде здійснюватися шляхом встановлення мікропроцесорного пристрою РЗЛ-01.01.

Захисне та автоматичне обладнання повністю відповідає вимогам технічних умов ГОСТ 29280 (EN61000-4-2 – EN61000-4-11), М7 по ГОСТ 17516.1-90, ГОСТ 14254-96, ГОСТ 15150-69, ГОСТ 23216-78 група С по ГОСТ 15150-69. Пристрій модифіковано відповідно до СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227- 68:2012 "Загальні технічні вимоги до мікропроцесорних пристроїв захисту та автоматизації енергосистем", розроблених відповідно до вимог щодо використання випрямлених змінних або прямих робочих струмів.

3.2.1 Призначення пристрою РЗЛ-01.01

РЗЛ-01.01 призначений для встановлення у вторинних ланцюгах комутації, випрямленим або прямим робочим струмом, виконуючи необхідні функції в системі сигналізації різних підключень захисту, автоматики, управління та повного розподілу:

1. Установки потужністю 6-35 кВ. Пристрій використовується як однонаправлений, дво- або трифазний МСЗ з міжфазним захистом та коротким замиканням на землю та ізоляцією від замикання на землю або безпідставний нейтрал у розподільних мережах середньої та низької напруги.
2. Пристрій призначений для установки електростанцій та підстанцій у КСВ, КРУ, КРУН, КТП ВП, а також у контрольних зонах на панелях, релейних залах та пультах управління. Технічні характеристики пристрою дозволяють встановлювати його в промислових літаках та реконструйованих мережах, приміщеннях КСВ або КРУН із важкими температурними умовами експлуатації.
3. Пристрій взаємодіє з масляними, вакуумними, перемикачами SF6, оснащеними різними типами приводів.
4. Використання бази мікропроцесорних елементів забезпечує послідовність особливостей, високу точність вимірювань, а також мож-

ливість реалізувати різні алгоритми функцій автоматизації, управління, захисту.

5. Використання цього пристрою дозволяє встановити його в осередках різних з'єднань. Вибір потрібного типу підключення (функціональна схема) визначається користувачем за допомогою кнопок управління на передній панелі клем або за допомогою портативного комп'ютера (при запуску або експлуатації). Це дозволяє сайту мати менший асортимент продукції та менше запасних пристроїв.

3.2.2 Функції пристрою РЗЛ-01.01

- Пристрій РЗЛ-01.01 забезпечує наступні функції:
- З точки зору захисту:
- Триступеневий ненаправлений МСЗ;
- Захист від однофазних непорушних струмових несправностей;
- Захист від асиметричного навантаження (обрив фаз);
- Прискорення другого рівня МСЗ при включенні вимикача;
- ПРВВ з окремим струмом;
 - Наявність двох груп параметрів;
 - З точки зору управління:
 - Локальне (з ключів на дверях релейної шафи) управління вимикачем;
 - Дистанційне перемикання (через АСК ТП);
 - Контроль ланцюгів управління (реле положення відкривається та закривається);
 - Не допускає повторних ввімкнень вимикача;
 - З точки зору автоматизації:
 - Одно- або двоступеневе АПВ, ЧАПВ;
 - АВР секційного комутатора при отриманні сигналу від зовнішнього пристрою пуску АВР;
 - Відключення від зовнішніх ланцюгів (АЧР, ЗМН тощо);
 - Застосування алгоритмів автоматизації для різних підключень

- (лінія, вхід, секційний комутатор, ТВН 10 / 0,4 кВ) в одному пристрої.
- З точки зору спілкування з АСК ТП:
- Реалізація функцій телеконтролю, телеметрії та телесигналізації;
- Зчитування / запис усіх параметрів нормального, аварійного режиму;
- Окремий порт для зв'язку з АСК ТП;
- З точки зору вимірювання, осцилографа та запису:
- Відображення струмів у первинних / вторинних значеннях;
- Вбудований аварійний осцилограф (значення струму):
- Реєстрація аварійних параметрів;
- Календар і години в реальному часі;

Додаткові характеристики:

- Програмоване користувачем призначення дискретних вхідних схем і вихідних ролей;
- Контроль ролі за допомогою «сухих» контактів, сигналізації та руху у зовнішніх ланцюгах;
- Отримання команд від зовнішніх пристроїв автоматизації, управління, сигналізації;

Наявність двопозиційних роликів (РФК) для фіксації команд:

- Порт підключення до ПК (передня панель);
- Інтерфейс «людина-машина» (ІЛМ) з рідкокристалічним дисплеєм (LCD), світлодіодами і контрольним кнопками;

3.2.3 Особливості надійності пристрою

Що стосується вимог надійності, то прилад РЗЛ-01.01 відповідає всім стандартам надійності на сьогоднішній день.

Повний середній термін служби пристрою становить не менше 20 років, залежно від технічних заходів, необхідних для роботи.

Середній час відмови - не менше 100 000 годин.

Середній час відновлення пристрою при наявності комплекту запасних частин - не більше 2 годин. дано час знайти вина.

Пристрій підтримує визначені функції (з діями вихідних роликів), не змінюючи параметрів та експлуатаційних характеристик через короткі проміжки часу.

Живлення тривалістю до 0,5 с.

Коли пристрій не пошкоджено і джерело живлення увімкнено або вимкнено (або) відключено, після відключення електроенергії в будь-який момент з подальшим відновленням робоча напруга не працює в роботі при застосуванні постійного струму. Зворотна полярність, а також при наявності несправностей заземлення в роботі прямої (виправленої змінної) струмової мережі

Споживання електроенергії ланцюгами живлення пристрою споживає не більше 15 Вт енергії від джерела живлення, що працює в робочому режимі, і не більше 7 Вт в режимі очікування.

Прилад готовий до роботи після того, як напруга живлення становитиме 0,15. Мінімальний час поломки не повинен перевищувати 0,25,

коли струм несправності та напруга живлення подаються одночасно.

3.2.4. Технічні параметри та особливості функцій безпеки

Максимальний струмовий захист (МСЗ)

Пристрій містить три рівні МСЗ:

- 1 рівень - відсічка;
- рівень 2 - з незалежною від струму витримкою часу;
- 3 рівень - як з незалежною, так і з залежною від струму витримкою часу.

Рівні МСЗ виконані як ненапрявлені, в однофазному, двофазному або трифазному виконанні. Кожен з рівнів МСЗ (окрім 1 рівня) виконаний з декількома витримками часу для організації можливості роздільної дії на ланцюги вимкнення, сигналізації, автоматики.

Передбачено дві групи уставок (основні і вторинні) по струму і часу, а також блокування рівнів МСЗ зовнішніми дискретними сигналами (по вибору). Перемикання груп уставок може виконуватися за фактом спрацювання дис-

кретного вхідного сигналу (по вибору). Технічних характеристик рівнів захистів приведені в таблиці 4.1

Таблиця 4.1 Технічні характеристики рівнів захисту

| Найменування параметру | 3 рівень | 2 рівень | 1 рівень |
|--|------------------------------|------------------------------|------------------|
| Номінальний вхідний струм захисту, А | 1; 5 | | |
| Діапазон уставок по струму, I_N | від 0,1 до 5,0 | від 0,25 до 40,0 | від 0,25 до 40,0 |
| Діапазон уставок по часу, сек Т | від 0,05 до 300 | від 0,05 до 300 | від 0,05 до 30 |
| T.1 | від 0,05 до 300 | від 0,05 до 300 | - |
| T.2 | - | від 0,05 до 300 | - |
| Час спрацювання при кратності вхідного струму не менше 2,5 до уставки, мінімальне, мсек. | 55 | | |
| Час повернення, не більше, сек. | 0,04 | від 0,04 до 10 (регульоване) | 0,04 |
| Коефіцієнт повернення, типовий | від 0,7 до 0,96 (регулюємий) | 0,95 | 0,95 |
| Основна похибка по часу спрацювання, % від уставки, при уставках менше 0,5 с при уставках більше 0,5 с | ± 10 мс ± 2 | | |
| Основна похибка по струму спрацювання, % від уставки, при уставках менше $0,50 \times I_N$ при уставках більше $0,50 \times I_N$ | ± 5 ± 3 | | |

Пристрій забезпечує автоматичне прискорення на рівні 2 МЗЗ, поточна точка відповідає заданій точці рівня 2 МЗЗ, а діапазон параметрів часу Т2 становить від 0,05 до 1,5 секунд. Швидкість застосовується, коли на деякий час увімкнути перемикач Т2 + 1. Ви можете увійти / вийти за допомогою програмної клавіші.

Автоматичне подвоєння параметрів на поточних рівнях 1 та 2 МРЗ закривається, коли активований вимикач повернення реле положення. Дублікати можна вводити / вимикати за допомогою програмної клавіші.

Пристрій забезпечує використання дворівневого МСЗ для запобігання асинхронної роботи двигунів, а діапазон параметрів часу затримки при поверненні становить від 0,04 до 10 секунд.

Пристрій забезпечує організацію логічних схем вибору (логічний захист шин), а вихідне реле забезпечує сигнал старту МСЗ 2 або 3 рівня.

Характеристики залежності рівня струму від часу роботи МРЗ відповідають вимогам ІЕС 255-4 та мають чотири типи: надзвичайні зворотні, високі зворотні, нормальні зворотні та довгі зворотні.

Особливості типів RI та RXIDG наводяться із залежною від часу затримкою.

Час реакції характеристики типу RI визначається формулою:

$$t = \partial o / (0,339 - 0,236 \times I_{\text{пуск}} / I), \quad (4.4.1)$$

Час спрацьовування характеристики RXIDG-типу визначається по формулі:

$$t = 5.8 - 1.35 \times \ln (I / (\partial o \text{ запуску } x)) \quad (4.4.2)$$

де:

- Т-час спрацьовування, сек;
- до-часовий коефіцієнт від 0,05 до 1,0;
- вхідний струм;
- I пуск - уставка по пусковому струму третього рівня МСЗ.

Похибка уставок по струму спрацьовування МСЗ від зміни температури довкілля в діапазоні робочих температур не перевищує 3 %.

Таблиця 4.2 Параметри та характеристики рівня захисту від дефектів ґрунту

| Найменування параметра | Значення параметру |
|--|--------------------|
| Номінальний вхідний струм захисту, А | 0,2; 1,0 |
| Діапазон уставок по струму, I _N | від 0,1 до 2,5 |

Продовження таблиці 4.2

| | |
|--|------------------------------------|
| Діапазон уставок по первинному струму, А (тип ТТНП - ТЗЛ) | від 0,6 до 3,0 від 15,0 до 75,0 |
| Діапазон уставок по часу, сек T0 | від 0,05 до 300 |
| T0.1 | від 0,05 до 300 |
| Час спрацювання при кратності вхідного струму не менше 2,5 до уставки, мінімальне, мс | 55 |
| Час повернення, не більше, сек. | 40 |
| Коефіцієнт повернення, типовий | 0,95 |
| Основна похибка по часу спрацювання, % від уставки, при уставках менше 0,5 сек при уставках більше 0,5 сек | ± 10 мс ± 2 |
| Основна похибка по струму спрацювання, % від уставки, при уставках менше $0,50 \times I_N$ при уставках більше $0,50 \times I_N$ | ± 5 ± 3 |

Захист від асиметричного навантаження (захист від розриву - ZOF).

Захист може працювати в двофазному або трифазному режимі з незалежною від струму характеристикою спрацьовування. Захист від обриву фаз виконаний з двома витримками часу для організації можливості дії на ланцюзі відключення, сигналізації, автоматики. Ввод/вивод рівня захисту виконується програмними перемикачами.

Передбачено дві групи уставок (основні і вторинні) по струму і часу.

Перемикання груп уставок виробляється за фактом спрацьовування дискретного вхідного сигналу (по вибору). Параметри і характеристики захисту приведені в таблиці 4.3

Таблиця 4.3 Параметри та характеристики захисту

| найменування параметра | Значення параметру |
|--|--------------------|
| Діапазон уставок по струму несиметрії, % від струму фази | от 10 до 100 |
| Мінімальний фазний струм роботи захисту | $0,1 \times I_N$ |
| діапазон уставок по часу, сек. ТЛ | від 1 до 300 |
| ТА..1 | від 1 до 300 |

Продовження таблиці 4.3

| | |
|--|------------------------|
| Час спрацювання при 100 % несиметрії, мінімальне, сек. | 1,0 |
| Час повернення, не більше, мсек | 50 |
| Коефіцієнт повернення, типовий | 0,95 |
| Основна похибка по часу спрацювання, % від уставки, при уставках менше 0,5 сек при уставках більше 0,5 сек | ± 10 мс ± 2 |
| основна похибка по струму спрацювання, % від уставки, при струмах менше $0,50 \times I_N$ при струмах більше $0,50 \times I_N$ | ± 5 ± 3 |

Резервування відмови вимикача (ПРВВ)

Пристрій забезпечує формування вихідного сигналу на відключення вищестоячого вимикача при спрацюванні захисту і відмові контролюваного вимикача. Ввод/вивод функції ПРВВ виконується програмними перемикачами.

Контроль струму через вимикач здійснюється трьома однофазними реле струму ПРВВ з єдиною уставкою по струму.

Параметри і характеристики захисту приведені в таблиці 4.4

Таблиця 4.4 Параметри і характеристики ПРВВ

| Найменування параметра | Значення параметру |
|---|--------------------|
| Уставка по струму спрацювання | $0,05 \times I_N$ |
| Діапазон уставок по часу, сек | от 0,1 до 1,0 |
| ВрЧас пуску струмового вимірювального органу при вхідному струмі не менше 2,5 не більше, мс | 30 |
| Час повернення при сбросі вхідного струму 20 кА, не более, мс | 45 |
| Коефіцієнт повернення типовий | 0,85 |

Продовження таблиці 4.4

| | |
|---|------------------------|
| Основна похибка по часу спрацювання , % від уставки, при уставках менше 0,5 сек при уставках більше 0,5 сек | ± 10 мс ± 2 |
| Основна похибка по струму спрацювання, не більше % | ± 10 |

Реле струму ПРВВ справно працює, коли вторинний струм трансформатора струму спотворений, значення вторинного струму становить від 4х В до 40х В і відповідає похибці струму до 50% при стаціонарному стані.

Захист шин.

Функція захисту шин реалізується для введів робочого і резервного живлення (секційного і ввідного вимикача). Пристрій забезпечує виконання неповного струмового захисту шин з блокуванням дії захисту від МСЗ приєднань. Як вимірювальний орган захисту шин на секційному і ввідному вимикачі рекомендується використовувати 2 рівневий МСЗ Як блокуючий орган МСЗ приєднань використовується, як правило, для ВЛ, КЛ, ТСН -МСЗ з уставкой 2 рівня, для асинхронних двигунів - МСЗ з уставкой 1 рівня (відсічка).

3.2.5 Технічні параметри і характеристики функцій автоматики

1) Автоматичне повторне включення (АПВ).

Пристрій забезпечує однократне або двократне АПВ приєднання (ввідний вимикач, вимикач лінії і ТСН 6/0,4 кВ). Ввод/вивод АПВ виконується програмними перемикачами, а також зовнішнім дискретним сигналом (Ключ «АПВ введено/виведено»).

Пуск АПВ відбувається при виявленні ланцюга невідповідності між останньою поданою командою (фіксується спеціальним реле фіксації команд РФК) і положенням вимикача (положення реле положення вимкнено).

Діапазон уставок за часом спрацювання першого рівня АПВ - від 0,5 до 20 сек., другому рівні - від 20 до 120 сек. Час підготовки (відновлення) АПВ регулюється в діапазоні від 0,5 до 25,0 с.

Забезпечується заборона АПВ при дії захисту, а також зовнішніх дискретних сигналів, вибір яких виконується програмними перемикачами.

2) Автоматичне частотне розвантаження (АЧР).

Пристрій забезпечує прийом сигналу відключення приєднань при дії зовнішньої схеми АЧР і подальшого включення після відновлення частоти (ЧАПВ) при знятті зовнішнього сигналу.

Діапазон уставок за часом спрацьовування ЧАПВ - від 0,5 до 20 с. Час підготовки (відновлення) ЧАПВ регулюється в діапазоні від 0,5 до 25,0 с.

3) Автоматичне включення резерву (АВР)

Пристрій забезпечує однократне включення введення резервного живлення (секційного вимикача) через час від 0,12 до 0,15 сек після відключення вводу робочого живлення за фактом спрацьовування вхідного дискретного ланцюга.

Час підготовки (готовності) АВР складає 10 сек після спрацьовування реле положення вимкнено.

Забезпечується заборона дії АВР при спрацьовуванні захисту, а також зовнішніх дискретних сигналів, вибір яких виконується програмними перемикачами.

Висновки

Описано модернізацію захисту на стороні 110кВ. Основним пристроєм взято MiCOM P633, описано його роботу і всі характеристики і таким чином, всі захисні функції трансформатора можна виконувати за допомогою одного реле, однак для підвищення надійності захист входів повинен здійснюватися на окремому реле. За допомогою цього реле доцільно захистити трансформатор від перевантаження, якщо останній вимкнений. Інші органи повинні використовуватися для резерву або допоміжних цілей.

Описано модернізацію захисту на стороні 110кВ. Основним прибором взято РЗЛ-01.01. В цілому модернізація релейного захисту та автоматизація частини 10 кВ буде здійснюватися шляхом встановлення мікропроцесорного пристрою РЗЛ- 01.01. Захисне та автоматичне обладнання повністю відповідає вимогам технічних умов ГОСТ 29280 (EN61000-4-2 – EN61000-4-11), М7 по ГОСТ 17516.1-90, ГОСТ 14254-96, ГОСТ 15150-69, ГОСТ 23216-78 група С по ГОСТ 15150-69. Пристрій модифіковано відповідно до СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227- 68:2012 "Загальні технічні вимоги до мікропроцесорних пристроїв захисту та автоматизації енергосистем", розроблених відповідно до вимог щодо використання випрямлених змінних або прямих робочих струмів

ВИСНОВКИ

У дипломному проекті розглядається релейний захист підстанції 110/10 кВ., має в собі основні складові такі як два трансформатора потужністю 40 кВ, комутаційний пристрій «RS-3» , пристрій «АРТ-1Н» та розрядників. Для забезпечення необхідного рівня напруги на шинах 10 кВ трансформатори обладнані автоматичними регуляторами напруги. В роботі провелись розрахунки: диференціального захист, що знаходиться між трансформаторами і включає захист від пошкоджень 110 кВ, силовий трансформатор 110/10 кВ та реактор 10 кВ, розрахунок максимального струмвого захисту на стороні 10кВ, параметри ААЗЧ, установки пристроїв АПВ. На основі розрахунків струмів короткого замикання вибираються його основні елементи, пристрої релейного захисту та обчислюються параметри основних запобіжників. Пристрої Міком Р633 рекомендуються як пристрої релейного захисту для силових трансформаторів і таким чином, всі захисні функції трансформатора можна виконувати за допомогою одного реле, однак для підвищення надійності захист входів повинен здійснюватися на окремому реле, тоді як пристрої РЗЛ-01.01-для захисту 10 кВ. Вибрані пристрої відповідають сучасному технічному рівню.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Загірняк М. В., Невзлін Б. І. Електричні машини : підручник. — К. : Знання, 2009. — 399 с. — ISBN 978-966-346-644-6.
2. Кучерук І. М., Горбачук І. Т., Луцик П. П. Загальний курс фізики : навч. посібник у 3-х т. — Київ : Техніка, 2006. — Т. 2 : Електрика і магнетизм.
3. Монтаж, наладка і експлуатація електрообладнання. Конспект лекцій (для студентів 5 курсу денної і 6 курсу заочної форм навчання спеціальності 7.0906003 — «Електричні системи електроспоживання») / А. В. Хитров — Харків : ХНАМГ, 2009. — 328 с.
4. Трансформатори. Монтаж, обслуговування та ремонт / М. В. Принц, В. М. Цимбалістий. — Л. : Оріяна-Нова, 2007. — 184 с. — (Професійно-технічна освіта України). — ISBN 978-966-2128-03-1
5. Мала гірнича енциклопедія : у 3 т. / за ред. В. С. Білецького. — Д. : Східний видавничий дім, 2004—2013.
6. Правила улаштування електроустановок. Четверте видання, перероблене й доповнене — Х.: Вид-во «Форт», 2011.— 736 с.
7. Релейний захист електроенергетичних систем : навч. посіб. [для студентів електроенергет. спец. ВНЗ, аспірантів, викл.] / В. П. Кідиба ; М-во освіти і науки України, Нац. ун-т "Львів. політехніка".— Львів : Вид-во Львів. політехніки, 2015. — 504 с. : іл., табл. —Бібліогр.: с. 482-486 (64 назви). — ISBN 978-617-607-827-2
8. Енциклопедія кібернетики : у 2-х т. / відповідальний ред. В. Глушков. 1973, рос. вид. 1974. Іванов А. О. Теорія автоматичного керування: Підручник. —Дніпропетровськ: Національний гірничий університет. — 2003. —250 с.
9. Основи автоматики та автоматизації : навч. посіб. / Є. П. Пістун, І. Д. Стасюк ; М-во освіти і науки України, Нац. ун-т "Львів. політехніка". — Львів : Вид-во Львів. політехніки, 2014. — 336 с. : іл. — Режим доступу: . — Бібліогр.: с. 303-304 (25 назв). — ISBN 978-617-607-604-9

10. Українська радянська енциклопедія : у 12 т. / гол. ред. М. П. Бажан ; редкол.: О. К. Антонов та ін. — 2-ге вид. — К. : Головна редакція УРЕ, 1974—1985.
11. Клименко Б. В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Загальний курс: навчальний посібник. — Х.: «Точка», 2012. — 340 с. — ISBN 978-617-669-015-3
12. Низьковольтні електричні та електронні реле, контактори, пускачі: навч. посіб. для студ. електромех. та електротехн. профілю вищ. навч. закл. / М. В. Бурштинський, Б. І. Крохмальний, М. В. Хай ; М-во освіти і науки України, Нац. ун-т «Львів. політехніка». — Л. : Вид-во Нац. ун-ту «Львів. політехніка», 2011. — 172 с. : іл. — Бібліогр.: с. 169—170 (16 назв).
13. Мала гірнича енциклопедія : у 3 т. / за ред. В. С. Білецького. — Д. : Східний видавничий дім, 2004—2013.
14. Програмовані електронні реле керування: навч. посіб. Напрям «Електротехніка» / М. В. Бурштинський, А. І. Ковальчук, М. В. Хай ; М-во освіти і науки України, Нац. ун-т «Львів. політехніка». — Львів: ТзОВ «Простір М», 2014. — 304 с. : іл. — Бібліогр.: с. 303 (8 назв). Чуніхин А. А. Электрические аппараты. — М.: Энергоатомиздат 1988. — 720 с. — ISBN 5-283-00499-6