

МЕХАНІКО-ЕНЕРГЕТИЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ

**Кафедра електроенергетики, електротехніки
та електромеханіки**

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

**до виконання курсової роботи
з дисципліни**

«РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА»

Харків – 2019

Методичні вказівки розглянуто та рекомендовано до друку на засіданні кафедри електроенергетики, електротехніки та електромеханіки 25 лютого 2019 р., протокол № 8.

Методичні вказівки призначено для магістрів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» заочної форми навчання.

Укладачі:

доценти В. М. Баженов,
О. І. Семененко,
старш. викл. М. М. Одегов

Рецензент

проф. О. С. Крашенінін

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до виконання курсової роботи
з дисципліни

«РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА»

Відповідальний за випуск Одегов М. М.

Редактор Решетилова В. В.

Підписано до друку 02.04.19 р.

Формат паперу 60x84 1/16. Папір писальний.

Умовн.-друк. арк. 5,5. Тираж 50. Замовлення №

Видавець та виготовлювач Український державний університет
залізничного транспорту,
61050, Харків-50, майдан Фейербаха, 7.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 6100 від 21.03.2018 р.

ЗМІСТ

Вступ.....	4
1 Мета й організація курсової роботи.....	8
2 Завдання до курсової роботи.....	8
3 Методичні вказівки до виконання пояснювальної записки.....	10
3.1 Вступ.....	10
3.2 Вибір пристроїв захисту та автоматики	10
3.3 Розрахунок захистів.....	16
3.4 Структурні схеми традиційних і цифрових захистів.....	55
3.5 Принципові схеми захистів.....	60
3.6 Автоматичне повторне ввімкнення.....	65
3.7 Автоматичне ввімкнення резервного живлення устаткування.....	52
3.8 Висновок.....	80
Список літератури.....	80
Додаток А.....	83
Додаток Б.....	84

ВСТУП

Дані методичні вказівки призначені для надання допомоги студентам у самостійній роботі з питань проектування релейного захисту і автоматики (РЗА) в електроенергетиці. Складність сучасної електроенергетичної системи (ЕЕС) визначається найбільшою кількістю електроустановок (наприклад, генераторів, трансформаторів, ліній, двигунів, електровозів, електропечей і ін.), всіляких схем первинних (головних) і вторинних (вимірювальних, контрольних, управлінських та ін.) електричних з'єднань і багатьма особливостями технологічного процесу.

Розглянемо головні особливості режимів роботи електричних мереж.

1 В кожен момент часу вироблення електроенергії повинно строго відповідати її споживанню, що забезпечується безперервністю і взаємозв'язком процесів виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії (з збільшенням споживання електричної потужності повинно збільшуватися її вироблення, і навпаки).

2 Велика швидкість поширення електромагнітних збурень в електричних мережах, для ліквідації аварій в яких повинні застосовуватися тільки автоматичні пристрої.

Перехідні процеси в елементах електричних мереж супроводжуються відхиленнями параметрів електроенергії від допустимих значень параметрів нормальних експлуатаційних режимів. Ненормальні режими призводять до збільшення струму, зниження напруги, відхилення частоти.

Найбільш частим ненормальним режимом є перевантаження устаткування, викликане збільшенням струму понад номінальне значення. Якщо струм, що проходить по обладнанню, перевищує номінальне значення, то виділяється додаткова температура струмоведучих частин та ізоляції, через деякий час температура перевершує допустимі величини, що призводить до швидкого зносу ізоляції і її пошкодження.

Для попередження пошкодження обладнання при перевантаженні необхідно вжити заходів до розвантаження або відключення частини споживачів.

Небезпечно для ізоляції підвищення напруги може виникнути при односторонньому вимкненні або ввімкненні довгої лінії.

При зниженні частоти і напруги створюється небезпека для нормальної роботи споживачів і стійкості енергосистем, а підвищення напруги і струму загрожує можливими ушкодженнями обладнання та ліній.

Ненормальні режими часто є попередниками аварійних режимів, які, як наслідок, призводять до економічних втрат і збитків.

Для забезпечення нормальної роботи електричних мереж необхідно швидше проводити виявлення і відділення місця пошкодження від непошкоджених ділянок, відновлюючи таким чином нормальні умови роботи електричних мереж і споживачів.

У зв'язку з цим виникає необхідність в створенні і застосуванні ефективних автоматичних пристроїв, що виконують певні операції і захищають електричні мережі і їх елементи від небезпечних наслідків пошкоджень і ненормальних режимів.

Ліквідацію аварійних режимів здійснює релейний захист (РЗ), якій тісно зв'язаний з пристроями автоматики для швидкого відновлення нормального режиму. При відключенні за допомогою РЗ одного з елементів електричної мережі, наприклад, лінії або силового трансформатора, частина споживачів електроенергії знеструмлюється.

Відновлення живлення таких споживачів здійснюється, як правило, автоматично пристроями автоматичного повторного вмикання (АПВ) або автоматичного вмикання, резервного живлення і обладнання (АВР).

Підтримання заданого рівня напруги забезпечується дією на збудження встановлених в системі синхронних машин (синхронних генераторів, синхронних двигунів), зміною коефіцієнта трансформації знижувальних трансформаторів, або ввімкненням і вимкненням секцій конденсаторів.

Регулювання напруги в енергосистемі проводиться в основному автоматично, для чого:

- синхронні машини обладнуються пристроями автоматичного регулювання збудження (АРЗ);

- силові трансформатори – пристроями автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації;
- батареї конденсаторів – пристроями автоматичного керування ввімкненням і вимкненням секцій.

Поява дефіциту активної потужності в енергосистемі викликає зниження частоти. При цьому знижується продуктивність електромеханічного обладнання і порушується робота тих агрегатів, для яких має значення сталість швидкості обертання електродвигунів.

Наявність великого дефіциту активної потужності може привести до лавиноподібного зниження частоти і розвалу енергосистеми, в результаті чого може припинитися електроживлення всіх споживачів.

Тому баланс активної потужності в енергосистемі, при відсутності необхідних резервів, може бути відновлений лише шляхом відключення частини менш відповідальних споживачів.

Це завдання вирішується за допомогою пристроїв автоматичного частотного розвантаження (АЧР), що встановлюються на підстанціях.

Відключені пристроями АЧР споживачі, після ліквідації дефіциту активної потужності і відновлення нормального значення частоти в енергосистемі, автоматично вмикаються в роботу пристроями частотного АПВ (ЧАПВ).

Всі перераховані вище пристрої відносяться до пристроїв локальної автоматики, так як вони впливають на окремі елементи енергосистеми за заздалегідь заданим алгоритмом незалежно від режиму роботи інших елементів енергосистеми.

Нижче викладені основні положення релейного захисту та автоматики, які необхідно враховувати в даній роботі.

Селективність – така дія релейного захисту, при якому в першу чергу своїми захистами відключається ушкоджена частина електричної мережі (а потім, якщо не відключилися пошкодження – спрацьовують суміжні захисти).

Абсолютна селективність – захист не реагує на пошкодження в суміжних електроустановках.

Відносна селективність – захист через задану витримку часу (t_{CP}) спрацьовує, як при пошкодженнях в своїй, так і в суміжній

електроустановці, якщо остання не відключилася своїми захистами.

Подальший захист у напрямку від шин до електроустановки – який ближче до джерела живлення, попередній – ближче до навантаження.

Основний захист – який має мінімальну витримку часу.

Резервний захист – захист з витримкою часу, що виконує функції ближнього резервування (захист резервує захисти своєї електроустановки) і далекого резервування (захист резервує захисти суміжних електроустановок).

Надійність захисту – абсолютна, безперервна здатність виконувати задані функції. Для захисту існує три види надійності:

надійність спрацьовування – захист повинен спрацьовувати на вимогу до роботи. Порушення даної надійності називається відмовою в спрацьовуванні і характеризується параметром потоку відмов $\omega_{отк}$ (1/р.);

надійність неспрацьовування при зовнішніх пошкодженнях – захист не повинен працювати при зовнішніх пошкодженнях (наприклад, абсолютно селективне струмове відсічення). Порушення даної надійності неспрацьовування називається зайвим спрацьовуванням і характеризується параметром потоку зайвих спрацювань $\omega_{зс}$ (1/р.);

надійність неспрацьовування при відсутності ушкоджень – захист не повинен працювати в нормальних режимах, при відсутності ушкоджень. Порушення даної надійності неспрацьовування називається помилковим спрацьовуванням і характеризується параметром потоку помилкових спрацювань $\omega_{пс}$ (1/р.);

Зазвичай вибір параметрів захистів виконується за умовами їх неспрацювання в максимальних режимах нормальної або аварійної роботи електроустановки, де в місці установлення захисту: I_{max} – найбільше значення струму, U_{min} – найменше значення напруги, Z_{min} – найменше значення опору (чим ближче до захисту пошкодження, тим менше опір, якій вимірює реле захисту $Z_{рз}$).

Чутливість захистів перевіряється за умовами їх спрацьовування в мінімальних режимах нормальної або аварійної

роботи електроустановки, де в місці установаження захисту: I_{min} – найменше значення струму; U_{max} – найбільше значення напруги; Z_{max} – найбільше значення.

1 МЕТА Й ОРГАНІЗАЦІЯ КУРСОВОЇ РОБОТИ

Мета курсової роботи – розширення й поглиблення знань за курсом «Релейний захист та автоматика»; набуття практичних навичок в галузі проектування релейного захисту та автоматики на основі останніх досягнень розвитку світової й вітчизняної техніки релейного захисту, що відповідають провідним вказівкам з проектування, правилам улаштування й технічної експлуатації електроустановок.

Тема курсової роботи – «Релейний захист та автоматика тягової підстанції потужністю ... МВА». В цій роботі повинен проектуватися релейний захист та автоматики конкретних електроустановок з використанням вихідних даних про схеми електричних з'єднань, параметри і характеристики силових і вимірювальних трансформаторів, ліній електропередачі, навантажень, електричних апаратів і провідників, струмів короткого замикання живильних систем й ін.

Виконану курсову роботу подають на перевірку викладачеві кафедри ЕТЕМ УкрДУЗТ за один тиждень до поточної екзаменаційної сесії. Перевірену і підписану до захисту курсову роботу повертають студентіві для ознайомлення із зауваженнями і їх виправлення, а потім її захищають перед комісією у встановлений навчальним розкладом час.

2 ЗАВДАННЯ ДО КУРСОВОЇ РОБОТИ

Спроекувати релейний захист та автоматику електроустановок сполученої тягової підстанції промислового електрифікованого транспорту (високовольтних ліній, силових трансформаторів, фідерів навантаження й ін.) у такій послідовності:

- визначити види ушкоджень і ненормальних режимів роботи електроустановок;
- розглянути правила будови електроустановок [1] і провідні вказівки з виконання захистів цих установок;
- вибрати захисти та автоматику й надати коротку характеристику їхньої дії;
- зробити розрахунки струмів і напруги до вибору параметрів пристроїв релейного захисту та автоматики;
- виконати розрахунки параметрів пристроїв релейного захисту та автоматики;
- розробити схеми релейного захисту та автоматики електроустановок сполученої тягової підстанції промислового електрифікованого транспорту;
- зробити відповідні висновки з розроблених захистів та автоматики, їх відповідності основним вимогам.

Зразок сторінки завдання на курсову роботу подано в додатку А.

Вихідні дані:

- номер варіанта завдання подано в додатку Б (призначається керівником курсової роботи);
- потужність трансформаторної сполученої тягової підстанції промислового електрифікованого транспорту – S , МВА;
- вища ($U_{ВН}$) та нижча ($U_{НН}$) напруга (кВ) підстанції;
- опір енергосистеми, що живить, в максимальному ($X_{сmax}$) й мінімальному ($X_{смін}$) режимах роботи;
- довжина високовольтих ліній від підстанцій енергосистеми до тягової підстанції (L , км);
- напруга короткого замикання у відсотках для силових трансформаторів тягової підстанції в крайніх ($U_k^{\% min}$ й $U_k^{\% max}$) і середньому ($U_k^{\% порівн}$) положеннях пристрою регулювання коефіцієнта трансформації під навантаженням (РПН);
- коефіцієнт однотипності ($K_{одн}$) трансформаторів струму, використовуваних для диференційного захисту трансформаторів;
- тип силових трансформаторів тягової підстанції;
- параметри контактної мережі з напругою 27,5 кВ та розподільної вузлової мережі з напругою 10,5 кВ ($Z_{ПА}$ – опір енергосистеми, що живить; $I_{P.max}$ ($Z_{P.min}$) – параметри

максимального режиму мережі; I_K – струми короткого замикання на ділянках контактної та розподільної мережі).

Курсова робота «Релейний захист та автоматика тягової підстанції потужністю ... МВ·А» містить у собі пояснювальну записку та креслення.

Обсяг пояснювальної записки становить 25–30 сторінок стандартного формату А4 (297×210мм) та відповідні креслення стандартного формату.

На аркушах розміщується однолінійна схема електроустановок підстанції та результати розрахунків струмів у нормальних й аварійних режимах, електрична принципова схема захистів для одного трансформатора підстанції заданої потужності.

3 МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ ДО ВИКОНАННЯ ПОЯСНЮВАЛЬНОЇ ЗАПИСКИ

3.1 Вступ

У цьому розділі необхідно коротко (на двох або трьох сторінках) викласти завдання курсової роботи, вихідні дані, види ушкоджень і ненормальних режимів роботи електроустановок, призначення, основні функції й вимоги до релейного захисту електроустановок сполученої тягової підстанції.

3.2 Вибір пристроїв захисту та автоматики

Студент відповідно до правил [1], довідників [3,4] та методичних розробок [9–13] визначає потрібні типи захистів і автоматики конкретних електроустановок своєї роботи й обирає методи їх розрахунку та налагодження.

Нижче наведені приклади загальних вказівок [9–11] і вибору захистів [12, 13].

Для радіальних ліній 6–10 кВ із однобічним живленням досить розглянути струмові або комбіновані струмові захисти, які забезпечують і далеке резервування. Для відповідальних ліній малої довжини обирають поздовжні диференційні струмові

захисти, а струмові захисти встановлюють як резервні. Можна застосувати струмовий захист із блокуванням по допоміжних проводах. Той або інший вибір захистів визначається техніко-економічними розрахунками. Конкретні вказівки щодо вибору принципів захистів лінії надано в правилах будови електроустановок [1].

Мережі 20-35 кВ мають той же режим роботи нейтралі, що й мережі 6-10 кВ. Тому захисти ліній 20-35 кВ повинні реагувати на аналогічні ушкодження. Захисти від міжфазних КЗ виконують двофазними, а від замикань на землю – працюють переважно на сигнал. Для одиночних ліній з однобічним живленням застосовують струмові ступінчаті захисти. З метою швидкого відключення при важкому ушкодженні, коли залишкова напруга на шинах підстанції при трифазних КЗ у лінії менше 60 % від номінальної напруги, виконують неселективні відсічення в циклах автоматичного повторного вмикання (АПВ). АПВ класифікуються [5–8] за такими основними ознаками:

1) за видом обладнання – АПВ лінії, АПВ шин, АПВ трансформаторів, АПВ електродвигунів;

2) за числом фаз, що вмикає вимикач – на трифазне АПВ (ТАПВ) та однофазне АПВ (ОАПВ);

3) за кратністю дії – АПВ однократної дії, АПВ багатократної дії;

4) за способом перевірки синхронізму – на АПВ без перевірки синхронізму в умовах, коли порушення синхронізму виключено, АПВ без перевірки синхронізму в умовах, коли допустиме несинхронне АПВ (НАПВ), АПВ без перевірки синхронізму при наявності швидкодіючих вимикачів та релейного захисту (БАПВ), АПВ з очікуванням (АПВОС), АПВ з уловлюванням синхронізму (АПВУС), АПВ з врахуванням самосинхронізації генераторів та синхронних компенсаторів (АПВС);

5) за способом дії на привід вимикача – на механічні АПВ, убудовані в пружинний або вантажний привід, та електричний АПВ, виконаний за допомогою релейної схеми.

Електричні АПВ поділяють за способом пуску на схеми, що приходять в дію при спрацьовуванні релейного захисту або в

яких винесені невідповідності положення ключа керування та вимикача.

За способом повернення схем АПВ у вихідний стан розрізняють схеми з автоматичним та ручним поверненням.

За додатковими умовами пуску особливе місце займають пристрої АПВ, що приходять в дію після відновлення напруги та частоти. Перші застосовуються при АПВ двигунів, другі – при АПВ ліній або трансформаторів, що відключаються автоматами частотного розвантаження.

У мережах 20-35 кВ, що мають кільцеву конфігурацію або паралельні кола з наявністю двох джерел живлення, розглядаються ступінчаті струмові спрямовані захисти або дистанційні захисти. Додатково на паралельних колах необхідний абсолютно селективний захист – поперечний диференційний струмовий спрямований. Для посилення спрямованих захистів (у випадку відмови кіл напруги) встановлюють струмові ненаправлені відсічення від багатофазних коротких замикань (КЗ).

Мережі 110-220 кВ працюють із ефективно заземленими нейтраліями. Тому захист виконують як від багатофазних, так і від однофазних КЗ: багатоступінчаті дистанційні захисти з різними характеристиками органів опору й спрямовані струмові захисти нульової послідовності. Далеке резервування здійснюється другим і наступним ступенями цих захистів, а ближнє – установленням двох комплектів захистів, причому другий має спрощене виконання з меншим числом ступенів, наприклад, з першого й другого. Якщо встановлюється один комплект захисту, що включає дистанційний захист і струмовий спрямований захист нульової послідовності, то схеми необхідно поділити на дві частини по колах величин, що впливають, і по колах оперативного струму. В одну з них входять I й II ступінь дистанційного й IV ступінь нульового спрямованого захисту, а в другу – відповідно III ступінь дистанційного й I, II, III ступені нульового захисту. У всіх випадках для лінії 110 кВ і вище додатково встановлюються струмові ненаправлені відсічення від багатофазних КЗ. На підстанціях передбачають пристрої резервування при відмові вимикачів (УРОВ).

У випадках, коли за умовами збереження стійкої роботи електричної системи й відповідальних споживачів потрібна дія захисту без витримки часу при ушкодженні на всій довжині лінії (на шинах станцій і підстанцій залишкова напруга при КЗ у лінії менше $0,6 \cdot U_{\text{ном}}$), ступеневі захисти доповнюють пристроями високочастотного (ВЧ) блокування або використовують як основний – окремий поздовжній захист із абсолютною селективністю: диференційно–фазний ВЧ захист із порівнянням фаз векторів струмів прямої і зворотної послідовностей по кінцях лінії, або спрямований захист із передачею сигналів, що блокують (БС), по ВЧ – каналу високовольтної лінії.

На коротких ділянках (особливо кабельних) переважає поздовжній диференційний захист із порівнянням струмів прямої і зворотної послідовностей по кінцях лінії, що захищає, з організацією каналу по фізичній парі кабелю зв'язку із циркуляцією струмів промислової частоти.

Для мереж всіх номіналів напруги рекомендується установлення струмових ненаправлених відсічень, а для паралельних кіл – ще й поперечний спрямований захист із непрямым порівнянням знаків потужності.

На опорних тягових підстанціях [2,8] як основний встановлюється високовольтний захист, а резервний – дистанційний захист.

На відпаяних тягових підстанціях для захисту ліній 110–220 кВ від багатofазних КЗ застосовують трифазний спрямований струмовий захист із витримкою часу. Реле струму й напрямку потужності підключається до кіл трансформаторів струму за схемою трикутника з боку вищої напруги 110–220 кВ знижувального трансформатора. Обмотки напруги реле напрямку потужності підключають до трансформаторів напруги з боку шин 27,5 кВ, час спрацьовування захисту обирається на ступінь більше, ніж час дії другого ступеня дистанційного захисту на суміжній опорній або транзитній підстанції [2,8].

На відпаювальних і транзитних підстанціях залізниць змінного струму застосовують захист мінімальної напруги на стороні 27,5 кВ. Такий же захист рекомендується для транзитних підстанцій залізниць однофазного змінного струму, що з метою виключення підживлення КЗ на лініях 110-220 кВ через

контактну мережу й знижувальний трансформатор відключає ввід з боку 27,5 кВ.

Для складених шин 27,5–110–220 кВ рекомендується диференційний струмовий захист. Крім цього, шини 27,5 кВ обладнуються захистом мінімальної напруги з витримкою часу 1,5–4 с, що є резервною для фідерів, які відходять, у випадку відмови захистів і вимикачів. Секційні вимикачі в перемичці 110–220 кВ мають струмові захисти від багатозазних КЗ, які резервують диференційний струмовий захист шин і перші ступені захистів приєднань, підключених до цих шин. Від однофазних КЗ на землю використовується триступінчатий струмовий захист нульової послідовності. Секційні вимикачі шин 6–35 кВ обладнуються захистом від багатозазних КЗ у вигляді струмового відсічення з витримкою часу в розподільних пристроях 6–220 кВ застосовується пристрій резервування при відмовах вимикачів.

Захист знижувальних трансформаторів слід розглядати для підстанцій (ПС) 110–220 кВ. На ПС можуть бути встановлені один або два трансформатори. При наявності двох трансформаторів у роботі перебувають обидва, знаходження одного з них у резерві не передбачається. Підстанція має живлення з боку вищої напруги. На підстанціях із триобмотковими трансформаторами можлива як наявність, так і відсутність живлення з боку середньої напруги. На боці середньої напруги 35 кВ може бути як паралельна, так і роздільна робота трансформаторів, на боці нижчої напруги 6–10 кВ – тільки роздільна. Навантаження, що живиться від підстанції, з боку нижчої напруги 6–10 кВ може містити синхронні двигуни, до шин нижчої напруги можуть бути приєднані синхронні компенсатори.

Трансформатори мають убудовані пристрої регулювання під навантаженням (РПН) з боку вищої напруги.

На підстанціях рекомендуються такі засоби автоматики:

– пристрій АПВ із пуском від кіл «невідповідності» – на вимикачах вищої (при наявності живлення на трансформаторі з боку середньої напруги) і середньої напруги триобмоткових трансформаторів;

– пристрій АПВ із пуском від захисту – на вимикачах з боку нижчої напруги двообмоткових і триобмоткових трансформаторів;

– пристрій АВР – на секційних вимикачах з боку нижчої напруги.

Для знижувальних трансформаторів 110–220 кВ рекомендуються такі види захистів:

– диференційний струмовий захист;

– газові захисти трансформатора і його пристрою РПН;

– швидкодіюче струмове відсічення;

– максимальні струмові захисти з комбінованим пуском напруги від зовнішніх багатофазних КЗ;

– струмовий захист нульової послідовності від замикань на землю (з.н.з.) на боці вищої напруги;

– максимальний струмовий захист від перевантаження.

На підставі раніше викладених вказівок і джерел [5,6,7,8] обираються види захистів для конкретних ліній і знижувальних трансформаторів. Наприклад, для лінії 110 кВ обираються такі види захистів;

– диференційний фазний високочастотний захист (ДФЗ) (основний швидкодіючий захист від усіх видів пошкоджень на лінії);

– струмове відсічення (СВ), основний захист від багатофазних КЗ;

– багатоступінчатий струмовий спрямований захист нульової послідовності (ТНЗНП), основний і резервний захист від КЗ на землю;

– багатоступінчатий дистанційний захист (ДЗ) із блокуваннями при хитаннях (БК) і несправностях кіл напруги (БН), основний і резервний захист від КЗ на лінії, що захищає, і суміжних електроустановках.

Прийом і передача команд телеприскорення в резервних захистах при КЗ на лінії виконуються на приладах АНКА-АВПА.

Для знижувального трансформатора 110/10 кВ обираються такі види захистів:

– диференційний струмовий захист (основний швидкодіючий захист від КЗ між фазами, однофазних КЗ на землю й від замикань витків однієї фази);

- газовий захист трансформатора (ГЗ) (основний захист трансформатора з масляним заповненням від усіх видів внутрішніх ушкоджень, що супроводжуються виділенням газу, прискореним перетіканням масла з бака в розширник, а також від витоку масла з бака трансформатора);
- газовий захист пристрою РПН (ГЗ РПН) (те саме, але для бака пристрою РПН);
- струмове відсічення (БСВ) (основний швидкодіючий захист від міжфазних КЗ на боці вищої напруги);
- максимальний струмовий захист на боці вищої напруги (МСЗ ВН) (резервний захист від ушкоджень у трансформаторі й від надструмів при зовнішніх КЗ);
- максимальний струмовий захист на боці нижчої напруги (МСЗ НН) (резервний захист від к. з. на шинах нижчої напруги й для резервування відключень КЗ на елементах, приєднаних до цих шин);
- захист від перевантаження (П).

3.3 Розрахунок захистів

У даному розділі виконуються розрахунки основних та резервних захистів тягової підстанції. Нижче наведені приклади розрахунків.

3.3.1 Струмове відсічення лінії з однобічним живленням

Максимальні фазні відсічення без витримки часу (відсічення миттєвої дії) за умовою селективності не повинні діяти за межами лінії, що захищає, при будь-яких видах КЗ і будь-яких режимах роботи системи. Для цього струм спрацьовування зазначених захистів ($I_{сз}$) повинен бути відстроєний, тобто бути більше розрахункового струму ($I_{розрах}$) – максимального струму в лінії при КЗ – кожного виду в її кінці й у максимальному режимі роботи системи, а також кидків струмів намагнічування силових трансформаторів, підключених до лінії

$$I_{сз} \geq K_H \cdot I_{розрах} , \quad (3.1)$$

де K_H – коефіцієнт надійності, що враховує похибку у розрахунку струмів КЗ і похибку у струмі спрацьовування реле;

$I_{РОЗРАХ}$ – розрахунковий струм у місці установлення захисту, приймається найбільший з таких струмів:

$I_{МАКС}^{(3)}$ – надперехідний струм при трифазному КЗ наприкінці лінії у максимальному режимі;

$I_{МАКС}^{(1)}$ – те саме, але однофазного КЗ на землю;

$I_{НАМ}$ – сумарний кидок струму намагнічування трансформаторів, установлених на приймальній підстанції.

Зони дії струмового відсічення визначаються при мінімальних струмах у лінії, що мають місце при двофазних КЗ і мінімальному режимі роботи системи.

Приклад. До лінії 110 кВ довжиною 16 км приєднана підстанція із двома знижувальними трансформаторами потужністю 2х40 МВ*А. Опір системи для струмів прямої послідовності в максимальному режимі $X_{СМАКС} = 4$ Ом, опір системи для струмів нульової послідовності $X_{ОС} = 8,5$ Ом, опір системи для струмів прямої послідовності в мінімальному режимі $X_{СМІН} = 6,1$ Ом. Кидок струму намагнічування визначається за сумарним номінальним струмом трансформаторів ПС

$$I_{НОМ} = (3 \div 5) \cdot \Sigma I_{НОМТР} = \frac{4 \cdot S_{НОМТР} \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot U_{СРВН}}, \quad (3.2)$$
$$I_{НОМ} = \frac{4 \cdot 2 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1608 \text{ А}.$$

З розрахунків струмів КЗ відомо

$$I_{МАКС}^{(3)} = 6390 \text{ А}.$$

Оскільки $X_{ОС} > X_{СМАКС}$ (8,5 Ом > 4 Ом), то $I_{МАКС}^{(3)} > I_{МАКС}^{(1)}$. Розрахунковим є максимальний струм у лінії при КЗ на шинах приймальні ПС

$$I_{C3} = K_H \cdot I_{МАКС}^{(3)}, \quad (3.3)$$

$$I_{C3} = 1,25 \cdot 6390 = 7980 \text{ А.}$$

Зони дії струмового відсічення лінії слід визначати графічним й аналітичним методами. Графічно для визначення максимальної зони дії відсічення ($l_{отс \text{ макс}}$) обчислюються максимальні струми при трифазному КЗ, а для мінімальної зони відсічення ($l_{отс \text{ мин}}$) – мінімальні струми при двофазному КЗ у декількох точках лінії. За обчисленими струмами будуються криві залежності струмів КЗ у лінії від її довжини. За точками перетинання прямої, що відповідає струму спрацьовування відсічення, із цими кривими визначаються зони дії відсічень.

Аналітично зони дії відсічення визначаються з умови рівності струму при КЗ на лінії наприкінці зони дії відсічення струму спрацьовування відсічень.

Максимальна зона дії відсічення при трифазному КЗ у максимальному режимі

$$l_{отс \text{ макс}}^{\%} = \frac{100}{X_{уд} \cdot l} \left(\frac{U_{СРВН}}{I_{C3} \cdot \sqrt{3}} - X_{СМАКС} \right), \quad (3.4)$$

$$l_{отс \text{ макс}}^{\%} = \frac{100}{0,4 \cdot 16} \left(\frac{115}{1,73 \cdot 7,98} - 4 \right) = 67,7 \text{ \%} .$$

Мінімальна зона дії відсічення при двофазному КЗ у мінімальному режимі системи

$$l_{отс \text{ мин}}^{\%} = \frac{100}{X_{уд} \cdot l} \left(\frac{U_{СРВН}}{I_{C3} \cdot \sqrt{3}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} - X_{СМИН} \right), \quad (3.5)$$

$$l_{отс \text{ мин}}^{\%} = \frac{100}{0,4 \cdot 16} \left(\frac{115}{1,73 \cdot 7,98} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} - 6,1 \right) = 17,3 \text{ \%} .$$

3.3.2 Диференційний захист трансформатора

Як приклад розглядається диференційний захист трансформатора ТРДН-40000/115+16%кВ/11кВ із напругою короткого замикання: $U_{КМАКС}=10 \text{ \%}$; $U_{КМИН}=8,5 \text{ \%}$; $U_{КСР}=9,5 \text{ \%}$.

Опір системи для струмів прямої послідовності у всіх режимах $X_C = 15 \text{ Ом}$, а для струмів нульової послідовності $X_{OC} = 30 \text{ Ом}$.

Для трансформаторів із РПН, у яких при « $-\Delta U_{РПН}$ » напруга КЗ $U_K\%$ менше середнього, а при « $+\Delta U_{РПН}$ » – більше середнього значення опору, визначаються за формулами

$$X_{ТР.СР} = \frac{U_{К.СР} \cdot U_{СР.ВН}^2}{100 \cdot S_{ТР}}; \quad (3.6)$$

$$X_{ТР.МИН} = \frac{U_{К.МИН} \cdot U_{МИН.ВН}^2}{100 \cdot S_{ТР}} = \frac{U_{К.МИН} \cdot [U_{СР.ВН} \cdot (1 - \Delta U_{*РПН})]^2}{100 \cdot S_{ТР}}; \quad (3.7)$$

$$X_{ТР.МАКС} = \frac{U_{К.МАКС} \cdot U_{МАКС.ВН}^2}{100 \cdot S_{ТР}} = \frac{U_{К.МАКС} \cdot [U_{СР.ВН} \cdot (1 + \Delta U_{*РПН})]^2}{100 \cdot S_{ТР}}, \quad (3.8)$$

де $U_{ВН}$ – напруга на боці ВН, кВ;

$S_{ТР}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА (для трансформаторів з розщепленням типу ТРДН – це половина потужності, тобто $0,5S_{НОМТР}$);

$+\Delta U_{*РПН}$ – половина повного (сумарного) діапазону регулювання напруги, в.о.,

$$X_{ТР.МИН} = \frac{8,5 \cdot [115 \cdot (1 - 0,16)]^2}{100 \cdot 0,5 \cdot 40} = 39,7 \text{ Ом};$$

$$X_{ТР.МАКС} = \frac{10 \cdot [115 \cdot (1 + 0,16)]^2}{100 \cdot 0,5 \cdot 40} = 89 \text{ Ом}.$$

Максимальні значення струмів КЗ

$$I_{КМАКСВН}^{(3)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (X_{СМАКС} + X_{ТРМИН})}, \quad (3.9)$$

$$I_{КМАКСВН}^{(3)} = \frac{110000}{\sqrt{3} \cdot (15 + 39,7)} = 1163 \text{ А};$$

$$I_{КМАКСНН}^{(3)} = I_{КМАКСВН}^{(3)} \cdot \frac{U_{СР.ВН} (1 - \Delta U_{*РПН})}{U_{НН}}, \quad (3.10)$$

$$I_{КМАКСНН}^{(3)} = 1163 \cdot \frac{115 \cdot (1 - 0.16)}{11} = 10213 \text{ А.}$$

Мінімальне значення струмів КЗ

$$I_{КМИНВН}^{(3)} = \frac{U_{МАКСВН}}{\sqrt{3} \cdot (X_{СМИН} + X_{ТРМАКС})}, \quad (3.11)$$

$$I_{КМИНВН}^{(3)} = \frac{126000}{\sqrt{3}(15 + 89)} = 700 \text{ А;}$$

$$I_{КМИННН}^{(3)} = I_{КМИНВН}^{(3)} \frac{U_{МАКСВН}}{U_{НН}}, \quad (3.12)$$

$$I_{КМИННН}^{(3)} = 700 \cdot \frac{126}{11} = 8022 \text{ А.}$$

Розглядається диференційний захист на реле типу РНТ (без гальмування).

Первинний струм спрацьовування захисту $I_{СЗ}$ обирається за двома умовами. Умова відстроювання від струму небалансу

$$I_{СЗ} \geq K_H \cdot I_{НБ.МАКС} \geq K_H \cdot (K_{АПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot f_i + \Delta U_{*РПН}) \cdot I_{КМАКС}, \quad (3.13)$$

де K_H – коефіцієнт надійності, дорівнює 1,3;

$K_{АПЕР}$ – коефіцієнт аперіодичної складової, дорівнює 1;

$K_{ОДН}$ – коефіцієнт однотипності трансформаторів струму, дорівнює 1;

f_i – коефіцієнт десятивідсоткової похибки трансформаторів струму, дорівнює 0,1;

$$\Delta U_{*РПН} = 0,16;$$

$I_{КМАКС}$ – періодична складова в початковий момент часу при розрахунковому зовнішньому трифазному КЗ.

Умова відстроювання від кидка струму намагнічування трансформатора

$$I_{СЗ} \geq K_H \cdot I_{НОМТР}. \quad (3.14)$$

Первинний струм трансформатора, що відповідає потужності обмотки ВН,

$$I_{НОМТР110} = \frac{S_{НОМТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{СРВН}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201 \text{ А.} \quad (3.15)$$

Струми спрацьовування захисту за формулами (3.13-3.14).

$$I_{СЗ} \geq 1,3 \cdot (0,1 + 0,16) \cdot 1163 \geq 393 \text{ А;} \quad (3.16)$$
$$I_{СЗ} \geq 1,3 \cdot 201 \geq 261 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування реле (вторинний струм)

$$I_{СР} = \frac{I_{СЗМАКС} \cdot \sqrt{3}}{n_I}, \quad (3.17)$$
$$I_{СР} = \frac{393 \cdot \sqrt{3}}{750/5} = 4,5 \text{ А.}$$

Розрахунковий струм у реле при КЗ за трансформатором

$$I_{РМИН} = \frac{1,5 \cdot I_{МИН ВН}^{(3)}}{n_I}, \quad (3.18)$$
$$I_{РМИН} = \frac{1,5 \cdot 700}{150} = 7,0 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості

$$K_{ч} = \frac{I_{РМИН}}{I_{СР}}, \quad (3.19)$$
$$K_{ч} = \frac{7,0}{4,5} = 1,55 < 2,$$

що неприпустимо. Для підвищення чутливості необхідно застосувати диференційний захист із гальмуванням, наприклад, на реле ДЗТ - 11.

Розраховується диференційний захист на реле типу ДЗТ-11. Для цього реле визначальною є умова відстроювання від кидків струму намагнічування трансформатора. При найбільшому значенні коефіцієнта відстроювання $K_H = 1,5$

$$I_{CЗ} \geq 1,5 \cdot 201 = 301 \text{ А};$$

$$I_{CP} \geq \frac{301 \cdot \sqrt{3}}{150} = 3,48 \text{ А};$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{P\text{МИН}}}{I_{CP}},$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{7,0}{3,48} = 2,01 > 2.$$

Кількість витків робочої обмотки

$$w_P = \frac{F_{CP}}{I_{CP}}, \quad (3.20)$$

$$w_P = \frac{100}{3,48} = 28,7 \text{ вит.}$$

Для підвищення чутливості приймаємо $w_P = 30$ витків.

Складова струму небалансу через нерівність прийнятих (30 вит.) і розрахункових (28,7 вит.) приймається із запасом, що дорівнює 5 % максимального струму при зовнішньому КЗ

$$I''_{HB} = 0,05 \cdot 1163 = 58 \text{ А.}$$

Тоді сумарний струм небалансу

$$I_{HB} = I'_{HB} + I''_{HB}, \quad (3.21)$$

$$I_{HB} = (0,1 + 0,16) \cdot 1163 + 58 = 360 \text{ А.}$$

Кількість витків гальмової обмотки

$$w_T \geq \frac{K_H \cdot I_{HB} \cdot w_P}{I_{K\text{МАКСВН}}^{(3)} \cdot \text{tg } \alpha}, \quad (3.22)$$

де $I_{K\text{МАКС}ВН}^{(3)}$ – максимальний струм зовнішнього к. з. на тому боці трансформатора, де ввімкнена гальмова обмотка;
 $\text{tg } \alpha$ – тангенс кута нахилу гальмової характеристики.

$$w_T \geq \frac{1,5 \cdot 360 \cdot 30}{1163 \cdot 0,8} \geq 17,4 \text{ вит.}$$

Приймаємо $w_T = 18$ витків.

Гальмова обмотка w_T ввімкнена з боку НН (нижчої напруги), щоб виключити гальмування при внутрішніх КЗ, яка живиться тільки з боку ВН. Більші вимоги до чутливості основних захистів силових трансформаторів при всіх видах КЗ обумовили подальший розвиток реле ДЗТ на основі нових принципів з використанням напівпровідникової елементної бази, наприклад, реле типу ДЗТ-21.

3.3.3 Максимальний струмовий захист трансформатора

Розглядаються максимальні струмові захисти (МСЗ), установлені на вищій напрузі (МСЗ ВН) і нижчій напрузі (МСЗ НН) для трансформатора попереднього прикладу.

Для вибору уставок МСЗ необхідно розрахувати струми КЗ у максимальному режимі (відстроювання захисту на вимогу селективності) і мінімальному режимі (перевірка чутливості захисту). Розрахункові точки КЗ: К1 - на вищій напрузі (ВН) трансформатора; К2 - на нижчій напрузі (НН).

Струм трифазного КЗ у точці К1 у максимальному й мінімальному режимах при заданих вихідних даних ($X_{C\text{МАКС}} = X_{C\text{МИН}} = X_C = 15 \text{ Ом}$)

$$I_{K1\text{МАКС}}^{(3)} = I_{K1\text{МИН}}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot X_C}, \quad (3.23)$$

$$I_{K1\text{МАКС}}^{(3)} = I_{K1\text{МИН}}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot X_C} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 15} = 4400 \text{ А.}$$

З попередніх розрахунків відомі:

- струми на стороні ВН

$$I_{K2\text{МАКС ВН}}^{(3)} = 1163 \text{ А}, \quad I_{K2\text{МИН ВН}}^{(3)} = 700 \text{ А};$$

- струми на боці НН

$$I_{K2\text{МАКС НН}}^{(3)} = 10213 \text{ А}, \quad I_{K2\text{МИН НН}}^{(3)} = 8022 \text{ А}.$$

Номинальний струм трансформатора на боці НН

$$I_{\text{НОМ ТР НН}} = \frac{0,5 \cdot S_{\text{НОМ ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СР НН}}}, \quad (3.24)$$

$$I_{\text{НОМ ТР НН}} = \frac{0,5 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1100 \text{ А}.$$

Розраховується струм спрацьовування МСЗ НН. Умова неспрацьовування захисту після відключення зовнішнього КЗ з урахуванням того, що в деяких режимах трансформатор може бути навантажений до $1,3I_{\text{НОМ}}$ (при відсутності другого трансформатора, що перебуває в ремонті)

$$I_{\text{СЗ НН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{П}} \cdot K_{\text{СЗП}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{НОМ ТР НН}}, \quad (3.25)$$

де $K_{\text{П}}$ – коефіцієнт перевантаження;

$K_{\text{СЗП}}$ – коефіцієнт самозапуску двигунів;

$K_{\text{В}}$ – коефіцієнт повернення захисту.

$$I_{\text{СЗ НН}} = \frac{1,2 \cdot 1,3 \cdot 1,4}{0,8} \cdot 1100 = 3000 \text{ А}.$$

Умова неспрацьовування захисту під час дії АВР на боці НН

$$I_{\text{СЗ НН}} = K_{\text{Н}} \cdot (K_{\text{СЗП}} \cdot I_{\text{НОМ ТР НН}} \cdot 0,7 + 0,7 \cdot I_{\text{НОМ ТР НН}}), \quad (3.26)$$

$$I_{\text{СЗ НН}} = 1,2(1,4 \cdot 1100 \cdot 0,7 + 0,7 \cdot 1100) = 2220 \text{ А}.$$

Із двох умов (3.25-3.26) обираємо $I_{\text{СЗ НН}} = 3000 \text{ А}$.

Чутливість захисту в мінімальному режимі системи до двофазного КЗ у точці К2

$$K_{ч\text{НН}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{К2\text{МИННН}}^{(3)}}{I_{СЗ\text{НН}}}, \quad (3.27)$$

$$K_{ч\text{НН}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{8022}{3000} = 2,3 > 1,5.$$

Розраховуємо струм спрацьовування МСЗ ВН за умовою неспрацьовування захисту після відключення зовнішнього КЗ з урахуванням навантаження на іншій секції НН

$$I_{СЗ\text{ВН}} = K_{\text{Н}} \cdot \left(\frac{K_{\text{П}} \cdot K_{СЗ\text{П}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{НОМТР}\text{НН}} + K_{\text{П}} \cdot I_{\text{НОМТР}\text{НН}} \right) \cdot \frac{U_{СР\text{НН}}}{U_{СР\text{ВН}}}, \quad (3.28)$$

$$I_{СЗ\text{ВН}} = 1,1 \cdot \left(\frac{1,3 \cdot 1,4}{0,8} \cdot 1100 + 1,3 \cdot 1100 \right) \cdot \frac{10,5}{115} = 395 \text{ А.}$$

Приймаємо $I_{СЗ\text{ВН}}=395 \text{ А}$.

Убудовані в силовий трансформатор трансформатори струму типу ТВТ-110 мають коефіцієнт трансформації $n_{\text{T}}= 300/5$. Тоді струм спрацьовування реле

$$I_{СР} = I_{СЗ\text{ВН}} \cdot K_{СХ} / n_{\text{T}}, \quad (3.29)$$

де $K_{СХ}$ – коефіцієнт схеми з'єднання трансформаторів струму на боці ВН, для «трикутника» $K_{СХ} = \sqrt{3}$,

$$I_{СР} = 395 \cdot \sqrt{3} / 60 = 11,4 \text{ А.}$$

Перевіряється чутливість захисту в основній зоні (режим роздільної роботи трансформаторів). При двофазному КЗ за трансформатором (точці К2) розрахунковий струм у реле

$$I_{\text{РМИН}}^{(2)} = 1,5 \cdot I_{К2\text{МИНВН}}^{(3)} / n_{\text{T}}, \quad (3.30)$$

$$I_{P_{МИН}}^{(2)} = 1,5 \cdot 700 / 60 = 17,5 \text{ A}.$$

Коефіцієнт чутливості

$$K_{ч_{ВН}} = \frac{I_{P_{МИН}}^{(2)}}{I_{CP}}, \quad (3.31)$$

$$K_{ч_{ВН}} = \frac{17,5}{11,4} = 1,53 > 1,5.$$

Якщо $K_{ч_{ВН}} < 1,5$, то МСЗ виконується з пуском за напругою й визначенням струму спрацьовування за умовою відстроювання від номінального струму трансформатора

$$I_{CЗ_{ВН}} = K_H \cdot I_{НОМ_{ТР_{ВН}}} / K_B, \quad (3.32)$$

$$I_{CЗ_{ВН}} = 1,2 \cdot 201 / 0,8 = 302 \text{ A}.$$

Уставка спрацьовування реле мінімальної напруги обирається виходячи з повернення після відключення зовнішнього КЗ і відстроювання від залишкової напруги самозапуску після дії АПВ або АВР. На практиці приймається 60 В (вторинних).

При двофазному КЗ на вводах 110 кВ (точка К1) розрахунковий струм у реле за схемою із двома реле

$$I_{P_{МИН_{К1}}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{К1_{МИН}}^{(3)} / n_T, \quad (3.33)$$

$$I_{P_{МИН_{К1}}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4400 / 60 = 63 \text{ A}.$$

Коефіцієнт чутливості

$$K_{ч_{К1}} = \frac{I_{P_{МИН_{К1}}}^{(2)}}{I_{CP}}, \quad (3.34)$$

$$K_{чк1} = \frac{63}{11,4} = 5,53 > 1,5 .$$

Витримки часу МСЗ обираються з умов селективності на ступені вище найбільшої витримки часу попереднього захисту

$$t_{МТЗНН} = t_{МТЗСВ} + \Delta t, \quad (3.35)$$

де $t_{МТЗНН}$ – витримка часу МСЗ секційного вимикача, дорівнює 1,5 с;

$\Delta t = 0,5$ с – ступінь селективності.

$$t_{МТЗНН} = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с};$$

$$t_{МТЗВН} = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ с}.$$

3.3.4 Захист трансформатора від перевантаження

На трансформаторах, що перебувають під спостереженням оперативного персоналу, релейний захист від перевантаження виконується дією на сигнал за допомогою одного струмового реле. Для відстроювання від короткочасних перевантажень застосовується реле часу, розраховане на тривале проходження струму (рисунки 3.1, 3.2).

Струм спрацьовування обирається з умови повернення струмового реле при номінальному струмі трансформатора

$$I_{СЗ} = K_{отс} \cdot I_{НОМТРНН} / K_B,$$

$$I_{СЗ} = 1,05 \cdot 1100 / 0,8 = 1444 \text{ А}.$$

Час дії захисту

$$t_{СЗ} = 2 \cdot t_{МТЗВН} = 2 \cdot 2,5 = 5 \text{ с}.$$

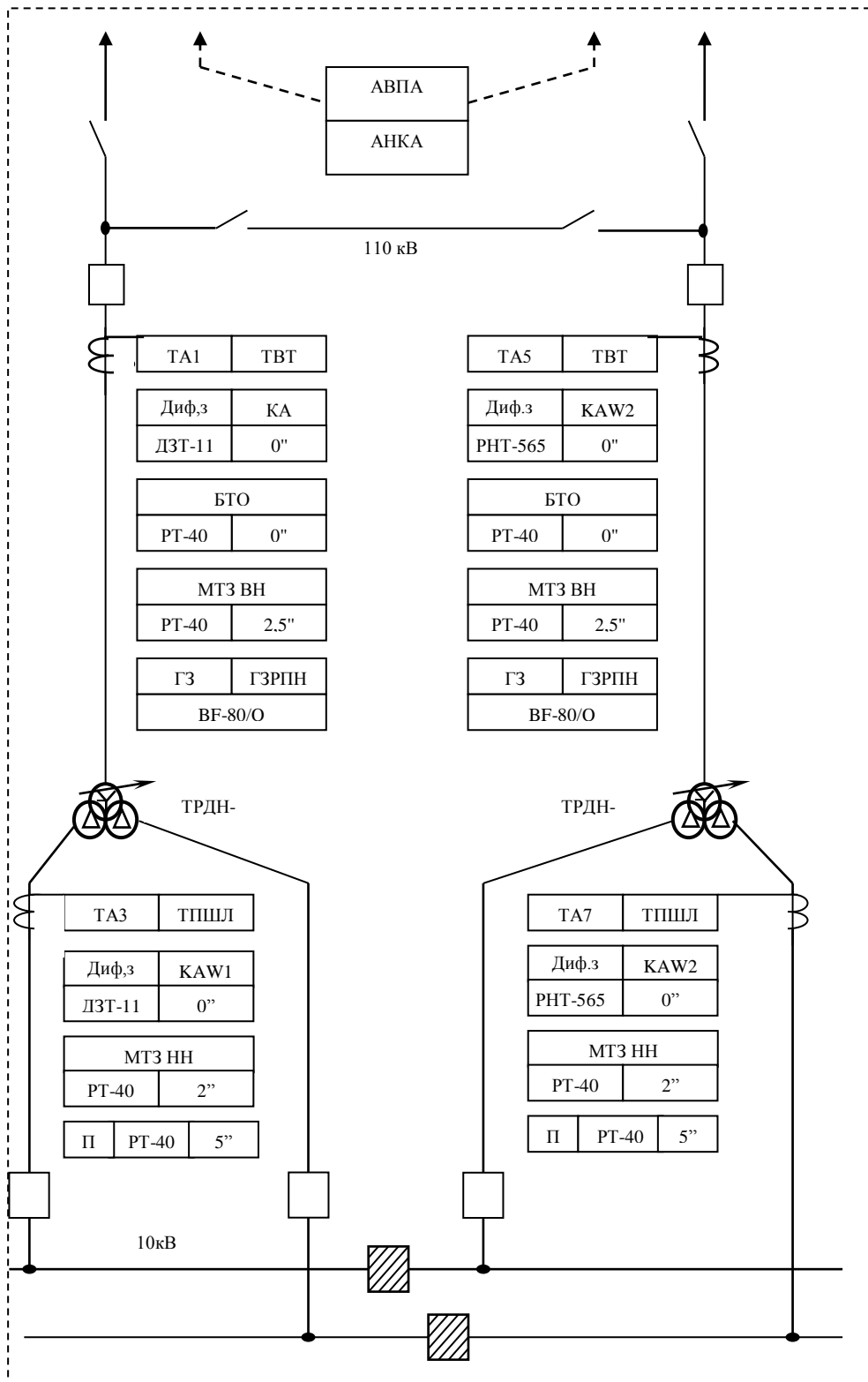


Рисунок 3.1 – Схема розміщення захистів знижувальних трансформаторів

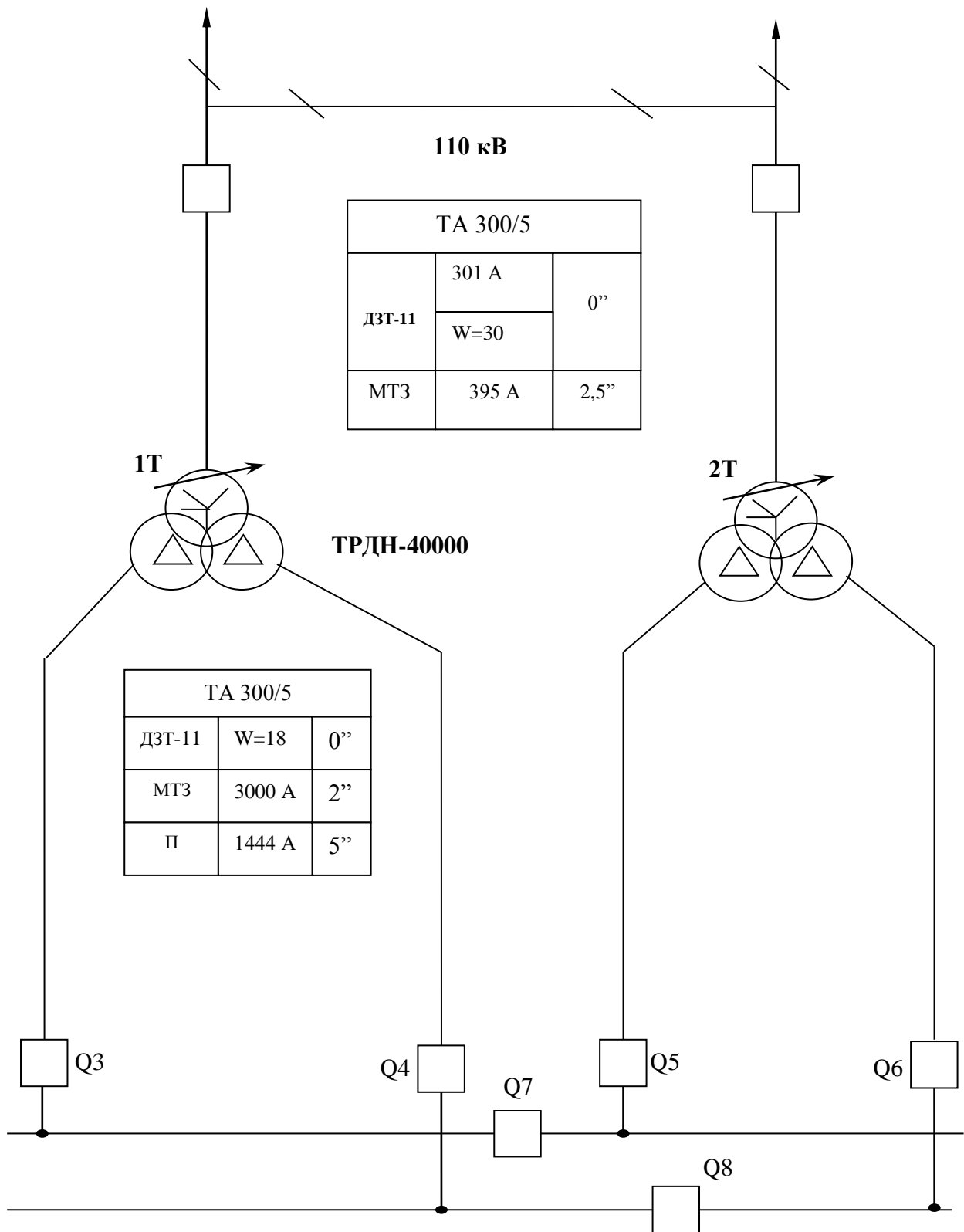


Рисунок 3.2 – Карта уставок захистів

За результатами розрахунків наводиться схема розміщення захистів (рисунок 3.1) знижувальних трансформаторів 1Т й 2Т з такими позначеннями: ТА – трансформатори струму типів ТВТ (убудовані у втулки вводів силових трансформаторів) і ТПШЛ (прохідні, шинні з литою ізоляцією); ДЗТ-11 – реле диференційне з магнітним гальмуванням; РНТ-565 – реле диференційне із трансформатором, що насичується; ВФ-80/Q газове реле Бухгольца. Для захисту пристрою РПН від ушкоджень усередині його бака застосовується струминне газове реле типу URF 25/10. МСЗ – максимальний струмовий захист з боків вищої (ВН) і нижчої (НН) напруги і карта уставок подані на рисунку 3.2.

3.3.5 Захист фідера «лінія – трансформатор»

Відповідно до керівних вказівок з релейного захисту та джерела [1] у мережах 6-35 кВ захист фідера «лінія-трансформатор» виконується за схемою із двома струмовими реле прямої дії типу РТМ (двофазне дворелейне струмове відсічення) і трьома реле типу РТВ (двофазний трирелейний максимальний струмовий захист із затримуванням). Третє реле у зворотному проведенні встановлюється для контролю струму у фазі В.

Приклад. Опору лінії 10 кВ дорівнює $Z_{\text{Л}} = 1,8 + j2,5$. Струми трифазного КЗ на шинах системи в максимальному й мінімальному режимах роботи дорівнюють 3000 та 2000 А. Параметри трансформатора: $S_{\text{T}}=160$ кВА; 10/0,4 кВ; $U_{\text{k}}=6,5$ %; $\Delta P_{\text{k}}=2,7$ кВт. Коефіцієнт самозапуску електродвигунів боку 0,4 кВ дорівнює 2,1.

За заданими струмами КЗ на шинах системи визначаються опори системи в максимальному й мінімальному режимах

$$X_{\text{СММАК}} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КМАКС}}} , \quad (3.36)$$

$$X_{\text{СММАК}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 3000} = 2 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{СМИН}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 2000} = 3 \text{ Ом}.$$

Повний опір трансформатора

$$Z_T = \frac{U_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_T}, \quad (3.37)$$

$$Z_T = \frac{6,5 \cdot 10^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 160} = 40,6 \text{ Ом.}$$

Активна складова повного опору

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U^2}{S_T^2}, \quad (3.38)$$

$$r_T = \frac{2,7 \cdot 10^3 \cdot 10^2}{160^2} = 10,5 \text{ Ом.}$$

Індуктивний опір (реактивна складова повного опору)

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2}, \quad (3.39)$$

$$X_T = \sqrt{40,6^2 - 10,5^2} = 39,2 \text{ Ом.}$$

Струми трифазного КЗ наприкінці лінії

$$I_{\text{МАКСЛ}}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}, \quad (3.40)$$

$$I_{\text{МАКСЛ}}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 4,85} = 1250 \text{ А,}$$

$$I_{\text{МИНЛ}}^{(3)} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 5,79} = 998 \text{ А.}$$

Струми КЗ за трансформатором

$$I_{\text{МАКСТ}}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 45,4} = 134 \text{ А,}$$

$$I_{\text{МИНТ}}^{(3)} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 46,4} = 125 \text{ А.}$$

Трансформатори струму захисту обираються за номінальним струмом силового трансформатора з урахуванням систематичного перевантаження

$$I_{HT} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (3.41)$$

$$I_{HT} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 9.3 \text{ А},$$

$$I_{МАКСТ} = 1,4 \cdot I_{HT} = 1,4 \cdot 9,3 = 13 \text{ А}.$$

Приймаються трансформатори струму типу ТПЛ-10 з коефіцієнтом 50/5 (П - прохідний, Л – з литою ізоляцією).

Струм спрацьовування МСЗ блоку «лінія-трансформатор» обирається за умовою неспрацьовування на відключення після аварійних перевантажень з відключення суміжними захистами найближчого зовнішнього трифазного КЗ з боку 0,4 кВ

$$I_{C3} = \frac{K_H \cdot K_{C3П}}{K_B} \cdot I_{МАКСТ}, \quad (3.42)$$

$$I_{C3} = \frac{1,25 \cdot 2,1}{0,7} \cdot 13 = 49 \text{ А}.$$

Приймається струм спрацьовування захисту 50 А і струм спрацьовування РТВ

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{K_T}, \quad (3.43)$$

$$I_{CP} = \frac{50}{10} = 5 \text{ А}.$$

Струм спрацьовування струмового відсічення блоку обирається за умовою відстроювання (селективності) від КЗ за трансформатором у зоні попереднього захисту

$$I_{C3} = K_H \cdot I_{МАКСТ}^{(3)}, \quad (3.44)$$

$$I_{C3} = 1,5 \cdot 134 = 201 \text{ А}.$$

Приймається струм спрацьовування відсічення 200 А і струм спрацьовування РТМ

$$I_{CP} = 200/10 = 20 \text{ А.}$$

Час спрацьовування МСЗ дорівнює 1 с у незалежній (сталій) частині характеристики для забезпечення селективності з автоматичними вимикачами з боку 0,4 кВ.

Коефіцієнт чутливості МСЗ

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{МИНТ}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}}, \quad (3.45)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 125}{2 \cdot 50} = 2,16 > 1,5.$$

Коефіцієнт чутливості відсічення

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{МИНЛ}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}}, \quad (3.46)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 998}{2 \cdot 200} = 4,3 > 2.$$

Чутливість захистів задовольняє вимоги ПУЕ [1].

3.3.6 Захист кабельної повітряної лінії із застосуванням АПВ

Приклад. Кабельна повітряна лінія живить підстанцію ПС-В із двома трансформаторами по 630 кВА і ПС-С з навантаженням 10 МВт та $\cos\varphi=0,85$ (рисунок 3.3). Опір системи $X_c=0,55$ Ом. Опір реактора $Z_p=0,05+j0,5$. Кабель: $s=3 \cdot 120$; $L=3$ км; $Z_{\text{кл}}=0,45+j0,36$. Трансформатори: ПС-В; 2 · 630 кВА; $U_k=4\%$; $X_T=6,35$ Ом. Повітряна лінія: $s=3 \cdot 120$, $L=2,5$ км, $Z_{\text{вл}}=0,57 + j 1,0$.

Коефіцієнт самозапуску $K_{\text{сзп}}=1,5$.

Визначаємо номінальні струми навантаження підстанцій «В» і «С». Струм підстанцій В

Активний опір навантаження

$$R_{НГ} = Z_{НГ} \cdot \cos \varphi = 8,43 \cdot 0,85 = 7,1 \text{ Ом.} \quad (3.51)$$

Реактивний опір навантаження

$$X_{НГ} = Z_{НГ} \cdot \sin \varphi = 8,43 \cdot 0,53 = 4,47 \text{ Ом.} \quad (3.52)$$

Повний опір навантаження

$$Z_{НГ} = 7,17 + j 4,47.$$

Розрахунок опорів для максимального струмового захисту (МСЗ):

$$X_{C, K-1} = X_C = 0,55 \text{ Ом, } X_{C, K-2} = X_C + X_P = 0,55 + 0,5 = 1,05 \text{ Ом;} \quad (3.53)$$

$$R_{C, K-2} = R_P = 0,05 \text{ Ом, } R_{C, K-3} = R_P + R_{КЛ} = 0,05 + 0,45 = 0,5 \text{ Ом;} \quad (3.54)$$

$$X_{C, K-3} = X_{C, K-2} + X_{КЛ} = 1,05 + 0,36 = 1,41 \text{ Ом;} \quad (3.55)$$

$$R_{C, K-4} = R_{C, K-3} + R_{ВЛ} = 0,5 + 0,57 = 1,07 \text{ Ом;} \quad (3.56)$$

$$R_{C, K-4} = R_{C, K-3} + R_{ВЛ} = 0,5 + 0,57 = 1,07 \text{ Ом;} \quad (3.57)$$

$$R_{C, K-5} = R_{C, K-3} = 0,5 \text{ Ом; } X_{C, K-5} = X_{C, K-3} + X_T = 1,41 + 6,35 = 7,76 \text{ Ом;} \quad (3.58)$$

$$Z_{CK-2} = \sqrt{R_{CK-2}^2 + X_{CK-2}^2} = \sqrt{0,05^2 + 1,05^2} = 1,1 \text{ Ом;} \quad (3.59)$$

$$Z_{CK-3} = \sqrt{R_{CK-3}^2 + X_{CK-3}^2} = \sqrt{0,5^2 + 1,41^2} = 1,5 \text{ Ом;} \quad (3.60)$$

$$Z_{CK-4} = \sqrt{R_{CK-4}^2 + X_{CK-4}^2} = \sqrt{1,07^2 + 2,41^2} = 2,64 \text{ Ом;} \quad (3.61)$$

$$Z_{CK-5} = \sqrt{R_{CK-5}^2 + X_{CK-5}^2} = \sqrt{0,5^2 + 7,76^2} = 7,77 \text{ Ом.} \quad (3.62)$$

Опори для дистанційного захисту

$$Z_P = 0,05 + j 0,5 \text{ Ом; } Z_{КЛ} = 0,45 + j 0,36 \text{ Ом; } Z_{ВЛ} = 0,57 + j 10 \text{ Ом;}$$

$$Z_T = 6,35 \text{ Ом; } Z_{НГ} = 7,17 + j 4,47 \text{ Ом.}$$

Струми короткого замикання розраховуються за формулами

$$I_{K-} = \frac{U_H}{\sqrt{3 \cdot Z_{cc}}}; \quad (3.63)$$

$$I_{\kappa-1} = \frac{U_H}{\sqrt{3 \cdot Z_{\kappa-1}}} = \frac{10.5}{\sqrt{3 \cdot 0.55}} = 11 \text{ кА}; \quad (3.64)$$

$$I_{\kappa-2} = \frac{U_H}{\sqrt{3 \cdot Z_{\kappa-2}}} = \frac{10.5}{\sqrt{3 \cdot 1.1}} = 5.52 \text{ кА}; \quad (3.65)$$

$$I_{\kappa-3} = \frac{U_H}{\sqrt{3 \cdot Z_{\kappa-3}}} = \frac{10.5}{\sqrt{3 \cdot 1.5}} = 4.05 \text{ кА}; \quad (3.66)$$

$$I_{\kappa-4} = \frac{U_H}{\sqrt{3 \cdot Z_{\kappa-4}}} = \frac{10.5}{\sqrt{3 \cdot 2.64}} = 2.3 \text{ кА}; \quad (3.67)$$

$$I_{\kappa-5} = \frac{U_H}{\sqrt{3 \cdot Z_{\kappa-5}}} = \frac{10.5}{\sqrt{3 \cdot 7.77}} = 0.78 \text{ кА}. \quad (3.68)$$

Розрахунок максимального струмового захисту. Перший ступінь (струмове відсічення, $t_{\text{МСЗ}} = 0$). Струм уставки

$$I'_1 = K_H \cdot I_{\kappa-3} = 1.1 \cdot 4.05 = 4.45 \text{ кА}. \quad (3.69)$$

Чутливість відсічення

$$K'_4 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\kappa-1}}{I'_1} = \frac{\sqrt{3} \cdot 11}{2 \cdot 4.45} = 2.14 > 2. \quad (3.70)$$

Другий ступінь (струмове відсічення з витримкою часу, $t''_{\text{МСЗ}} = \Delta t = 0,5 \text{ с}$). Струм уставки

$$I''_1 = K_H \cdot K_H \cdot I'_5 = 1.1 \cdot 1.1 \cdot 1.15 = 1.4 \text{ кА}. \quad (3.71)$$

Чутливість другого ступеня

$$K''_4 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\kappa-3}}{I''_1} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{4.05}{1.4} = 2.5 > 2. \quad (3.72)$$

Третій ступінь відстроюється за часом від МСЗ трансформатора. Струм уставки за умови повернення після вимкнення наскрізного струму короткого замикання ($I_{\kappa-3}$)

$$I_1''' = \frac{K_H \cdot K_{C3П}}{K_6} \cdot I_\Sigma = \frac{1.1 \cdot 1.5}{0.95} \cdot 0.717 = 1.24 \text{ кА.} \quad (3.73)$$

Струм уставки за умови відстроювання від АПВ повітряної лінії

$$I_1''' = K_H \cdot K_{C3П} \cdot I_\Sigma = 1.1 \cdot 1.5 \cdot 0.717 = 1.18 \text{ кА.} \quad (3.74)$$

Приймаємо $I_1''' = 1,24$ кА.

Чутливість третього ступеня

$$K_4''' = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{K-4}}{I_1'''} = \frac{0.87 \cdot 2.3}{1.24} = 1.6 > 1.5. \quad (3.75)$$

Перший ступінь дистанційного захисту захищає реактор і кабельну лінію із заборною АПВ, витримка часу захисту $t_1' = 0$.

Уставка захисту відстроюється від КЗ в кінці кабельної лінії за умови узгодження з дистанційним відсіченням захисту трансформаторів ПС-В.

$$Z_1' = 0,9 \cdot (Z_p + Z_{кв}) = 0,9(0,05 + j0,5 + 0,45 + j0,36) = 0,9(0,5 + j0,86) = 0,45 + j0,774 \text{ Ом,} \quad (3.76)$$

$$Z_{1М}' = \sqrt{0,45^2 + 0,774^2} = 0,89 \text{ Ом.}$$

Другий ступінь дистанційного захисту захищає додатково повітряну лінію з витримкою часу ($t_1' = \Delta t = 0,5$ с), узгодженою з витримкою часу першого ступеня захисту трансформаторів ПС-В. При коротких замиканнях на повітряній лінії дистанційний захист даного ступеня дозволяє АПВ для вимикача Q1. Уставка захисту повина відстроюватися від К-4 в кінці повітряної лінії.

$$Z_1'' = 0,9(Z_p + Z_{кв} + Z_{ВЛ}) = 0,9(0,5 + j0,86 + 0,57 + j1,0) = 0,9(1,07 + j1,86) = 0,96 + j1,64 \text{ Ом,} \quad (3.77)$$

$$Z_{1М}'' = \sqrt{0,96^2 + 1,64^2} = 1,93 \text{ Ом.}$$

Третій ступінь дистанційного захисту резервує диференційні й МСЗ захисти ВН трансформаторів ПС-В із витримкою часу $t_1''' = 2,5$ с. Уставка за опором

$$Z_1^{III} = 1,1(Z_P + Z_{KL} + Z_T) = 1,1(0,5 + j0,86 + j6,35) = 1,1(0,5 + j7,21) = 0,55 + j7,93 \text{ Ом}, \quad (3.78)$$

$$Z_{1M}^{III} = \sqrt{0,55^2 + 7,93^2} = 7,95 \text{ Ом}.$$

Четвертий ступінь дистанційного захисту резервує захисти ПС-С (шин і приєднань Q5). Уставка за опором повина відстроюватися від навантаження

$$Z_1^{IV} = 0,85(Z_P + Z_{KL} + Z_{BL} + Z_{HG}) = 0,85(1,07 + j1,86 + 7,17 + j4,47) = 0,85(8,24 + j6,33) = 7,0 + j5,38 \text{ Ом}, \quad (3.79)$$

$$Z_{1M}^{IV} = \sqrt{7,0^2 + 5,38^2} = 8,83 \text{ Ом}.$$

Вибір характеристик дистанційного захисту. При виборі характеристик опору (ХО) дистанційного захисту кабельно-повітряної лінії враховуються такі вимоги:

- 1) надійне відстроювання від максимальних навантажувальних режимів об'єкта захисту (ОЗ);
- 2) надійне охоплення дугових пошкоджень;
- 3) надійність і швидкість спрацювання із врахуванням різних факторів впливу;
- 4) надійне відстроювання від зовнішніх дугових пошкоджень;
- 5) надійне спрацювання при близьких пошкодженнях через дугу, коли вхідний опір розташовується поблизу активної осі R ;
- 6) забезпечення спрямованості ХО при пошкодженнях поблизу місця установлення захисту;
- 7) надійне резервування захистів;
- 8) забезпечення дії АПВ при пошкодженнях на повітряній лінії й недія АПВ при КЗ в кабельній лінії.

На рисунку 3.4 подано ХО чотирьох ступенів дистанційного захисту.

1 ступінь (Z_1^I, Z_2^I): $Z_y^I = 0,89 \text{ Ом}$, $t_y^I = 0$ – захист реактора й кабельної лінії, з блокуванням АПВ. Характеристика рекомендована для кабельних ліній.

Обмеження згори (дуга $Z_1^I - Z_2^I$) забезпечує необхідне охоплення дугових пошкоджень. Ширина ХС (заходження тч. Z_2^I за вісь jx) приводить до зменшення уповільнення в перехідних режимах. Заходження точки Z_1^I за вісь R забезпечує надійне

спрацювання першого ступеня при близьких пошкодженнях через активний опір дуги R_d . Якщо спрацює перший ступінь дистанційного захисту, то пошкодження тільки в реакторі й кабельній лінії, виконується блокування (заборона) АПВ вимикача $Q1$.

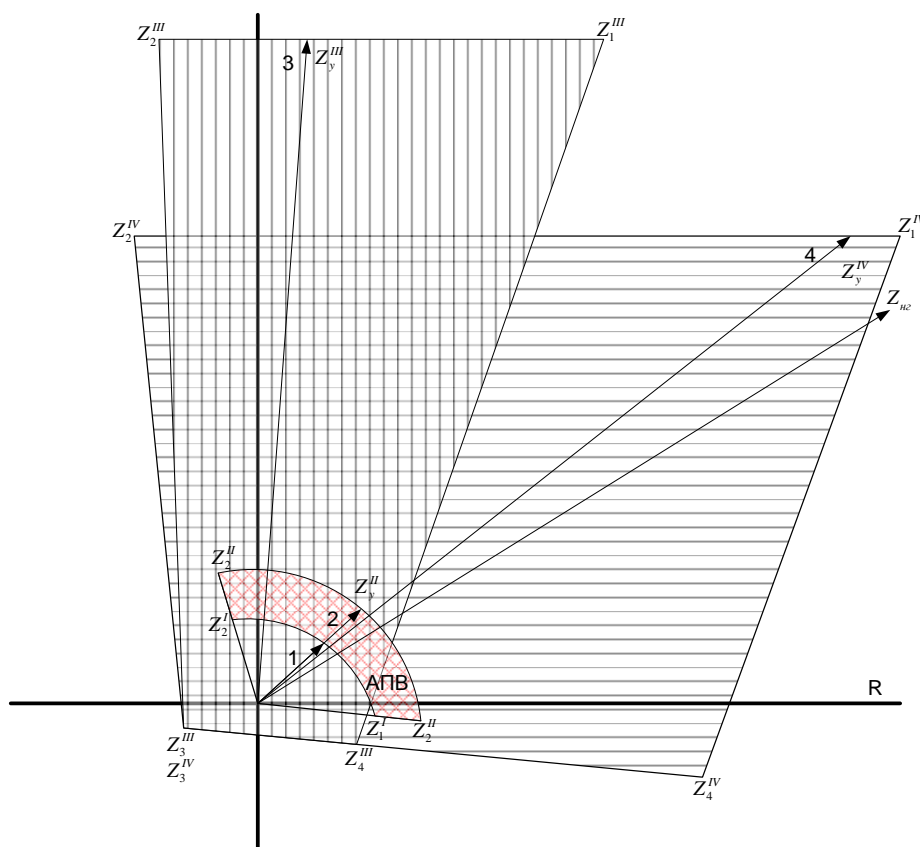


Рисунок 3.4 – Характеристики спрацювання реле опору

2 ступінь (Z_1^{II}, Z_2^{II}): $Z_y^{II} = 1,93 \text{ Ом}$, $t_y^{II} = 0,5 \text{ с}$ – перекриває 1 ступінь і 90 % повітряної лінії. Характеристику опору ступеня рекомендовано такого ж вигляду, як для першого ступеня, з тими ж умовами вибору, але з дією АПВ. Якщо спрацювала ХС другого ступеня, але не спрацювала ХС першого ступеня, то пошкодження тільки в повітряній лінії, виконається АПВ вимикача $Q1$.

3 ступінь ($Z_1^{III}, Z_2^{III}, Z_3^{III}, Z_4^{III}$): $Z_y^{III} = 7,95 \text{ Ом}$, $t_y^{III} = 2,5 \text{ с}$ – перекриває всю кабельно-повітряну лінію, що захищається, й ділянки сусідньої підстанції ПС-В. Обмеження згори визначається уставкою Z_y^{III} й вершинами $Z_1^{III} - Z_2^{III}$ (на відстані від Z_y^{III}) з метою охоплення дугових пошкоджень і швидкості

спрацювання ХС із врахуванням різних факторів. Невеликий нахил верхнього боку ($Z_1^{III} - Z_2^{III}$) забезпечує відстроювання від зовнішніх дугових пошкоджень. Обмеження справа регулюють ($Z_1^{III} - Z_4^{III}$) з метою охоплення дугових пошкоджень. Опір дуги R_d є нелінійним. І з наближенням місця КЗ до джерела живлення значення R_d падає. Тому правий бік ($Z_1^{III} - Z_4^{III}$) має нахил.

Обмеження зліва ($Z_2^{III} - Z_3^{III}$) визначається можливими похибками реле опору в статичних і динамічних режимах, а також вимогою необхідності швидкодії. При цьому, чим більше точка КЗ (Z_k) віддалена від боку ($Z_2^{III} - Z_3^{III}$), тим з більшими запасами забезпечується спрацювання, реле опору має менший час спрацювання.

Нижній бік ($Z_3^{III} - Z_4^{III}$) характеристики в III і IV квадрантах обрано таким чином, щоб забезпечити надійне спрацювання при близьких дугових пошкодженнях і резервування дії перших ступенів захистів при КЗ на шинах підстанції.

4 ступінь ($Z_1^{IV}, Z_2^{IV}, Z_3^{IV}, Z_4^{IV}$): $Z_y^{IV} = 8,83$ Ом; $t_y^{IV} = 2,5$ с – має найбільшу зону спрацювання і виконує функції далекого резервування з відстроюванням від навантаження ($Z_{нг}$) при збереженні чутливості до віддалених пошкоджень.

Даний ступінь резервує швидкодіючі захисти суміжних підстанцій ПС-В і ПС-С. Характеристика спрацювання ступеня рекомендована такого виду, як для 3 ступеня, з тими ж умовами вибору, але більш широка, обумовлена уставкою спрацювання Z_y^{IV} .

В таблиці 3.1 подано карту уставок струмових і дистанційних захистів кабельно-повітряної лінії. АКА – триступінчатий максимальний струмовий захист, АКЗ – чотириступінчатий дистанційний захист із АПВ після вимкнення вимикача другим ступенем.

Таблиця 3.1 – Карта уставок струмових і дистанційних захистів кабельно-повітряної лінії

АКА		АКЗ		
3I	2T	4Z	3T	
4450	0	0,89	0	АПВ
1400	0,5	1,93	0,5	
1240	2,5	7,95	2,5	
		8,83	2,5	

3.3.7 Захист з використанням мікропроцесорних пристроїв

У даному розділі пропонується розрахувати параметри мікропроцесорних пристроїв для трансформаторів підстанції, мережі 27,5 кВ або 10,5 (6,3) кВ (згідно з рекомендаціями керівника проекту та вибором вихідних даних з додатка Б)

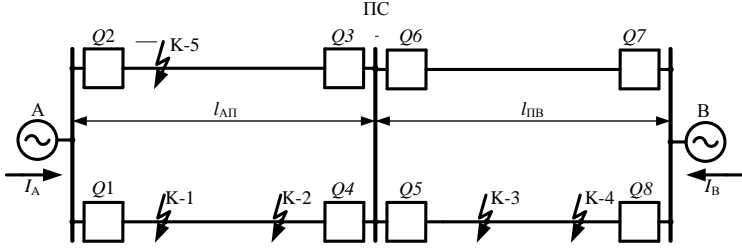
Приклад. Розрахувати параметри для мікропроцесорного захисту типу МЗРС – 05 фідера Q1 контактної мережі напругою $U_A = 27,5$ кВ ($U_{A,\min} = 27,2$ кВ, $U_{A,\text{расч}} = 25,0$ кВ) та розподільної вузлової мережі напругою $U_A = 10,5$ кВ ($U_{A,\min} = 10,0$ кВ, $U_{A,\text{расч}} = 9,7$ кВ). За результатами обраних параметрів визначити ефективність струмового відсічення.

Вибір уставок захистів виконується за умовами їх неспрацьовування в максимальних режимах нормальної або аварійної роботи електроустановки. Параметри в місці установлення захисту: I_{\max} – найбільше значення струму; U_{\min} – найменше значення напруги; Z_{\min} – найменше значення опору (чим ближче до захисту пошкодження, тим менше опір, заміряють реле захисту Z_{P3}).

Чутливість захистів перевіряється за умовами їх спрацьовування в мінімальних режимах нормальної або аварійної роботи електроустановки. Параметри в місці установлення захисту: I_{\min} – найменше значення струму; U_{\max} – найбільше значення напруги; Z_{\max} – найбільше значення опору. Для вибору і перевірки уставок релейного захисту призначаються розрахункові точки короткого замикання, наприклад, струми uszkodження в місцях К1 – К5 (таблиця 3.2).

Струмове відсічення (СВ) – абсолютно селективний без витримки часу захист максимального типу, найгрубіший перший ступінь захисту максимального струму, який відстроюється від пошкоджень в кінці електроустановки, що захищається (для Q1 – в кінці l_{AP} ($I_{K2,A,\max}$)), точка К2; для Q5 – в кінці ділянки l_{PB} ($I_{K4,AB,\max}$), точка К4. З огляду на специфіку об'єкта, що захищається (значні пускові струми), струмове відсічення відстроюється від максимальних струмів режимів навантаження (для Q1 – $I_{P,\max}$; для Q5 – $I_{H,\max}$). Якщо умови не дотримуються, то струмове відсічення на вимикачі Q1 повинно бути спрямовано з кутом $\varphi_{CP} = 55 - 120^\circ$, а для Q5 – з кутом $\varphi_{CP} = 0 - 120^\circ$.

Таблиця 3.2 – Умови для розрахунку уставок захисту типу МЗРС – 05

Схема	
Захист	Вимикач Q1
СВ	$I_{T0} \geq k_{H1} \cdot I_{K2,A,max} \quad (1)$ $k_{ч} = I_{K1,min} / I_{T0} \geq 1,2 \quad (2)$ $I_{T0} \geq k_3 \cdot I_{P,max} \quad (3)$ $I_{T0} \geq k_3 \cdot I_{K5,B,max} \quad (4)$ $t_{CP} = 0$ $\varphi_{CP} = 55 - 120^\circ \text{ (без (3))}$ $\varphi_{CP} = 0 - 120^\circ \text{ (без (4))}$
ДЗ1	$Z_{ДЗ1} \leq k_{H2} \cdot Z_{K2,min} \quad (5)$ $Z_{ДЗ1} \leq Z_{P,min} / k_3 \quad (6)$ $t_{CP} = 0; \varphi_{CP} = 0 - 360^\circ \text{ (с БТ)}$
БТ	$I_{БТ} \geq k_3 \cdot I_{K5,B,max} \quad (7)$
ДЗ2	$Z_{ДЗ2} \geq k_{ч1} \cdot Z_{K2,max} \quad (8)$ $Z_{ДЗ2} \leq Z_{P,min} / (k_3 \cdot k_B) \quad (9)$ $t_{CP} = \Delta t; \varphi_{CP} = 0 - 120^\circ$
ДЗ3	$Z_{ДЗ3} \geq k_{ч} \cdot Z_{K4,max} \quad (10)$ $Z_{ДЗ3} \geq k_{ч2} \cdot Z_{K2,max} \quad (11)$ $t_{CP} = 3\Delta t; \varphi_{CP} = 55 - 120^\circ$
МЗ	$I_{МЗ} \leq I_{K2,min} / k_{ч1} \quad (12)$ $I_{МЗ} \geq k_3 \cdot I_{P,max} / k_{B1} \quad (13)$ $t_{CP} = 4\Delta t$
ПЗ	$U_{ПЗ} \leq U_{P,min} / (k_3 \cdot k_B) \quad (14)$ $U_{ПЗ} \geq k_{ч} \cdot U_{K1,Д,max} \quad (15)$ $U_{ПЗ} \geq k_{ч} \cdot U_{K2,max} \quad (16)$ $t_{CP} = 5\Delta t$
Коефіцієнти	$k_{H1} = 1,3 - 1,6; k_{H2} = 0,85 - 0,9; k_3 = 1,1 - 1,3; k_{ч} = 1,2;$ $k_{ч1} = 1,25; k_{ч2} = 1,5; k_B = 1,1 - 1,2; k_{B1} = 0,85 - 0,9$

Також струмові відсічення не повинні спрацьовувати при пошкодженнях «за спиною» (для QA1 – точка K5, $I_{K5,max}$; для Q5 – точка K2, $I_{K2,max}$). Якщо умови не дотримуються, то струмове

відсічення на вимикачах Q1 або Q5 повинно бути спрямовано з кутом $\varphi_{CP} = 0 - 120^\circ$. Захисна здатність струмового відсічення перевіряється за нормованою чутливістю ($k_{ч} = 1,2$) до пошкоджень в місці установа в мінімальному режимі роботи тягової підстанції А і прилеглої електричної мережі відповідно $I_{K1. min}$ та $I_{K3. min}$.

Перший ступінь дистанційного захисту (ДЗ1) – абсолютно селективний без витримки часу захист мінімального типу найменшого опору, який відстроюється від пошкоджень електроустановки, що захищається (для Q1 – в кінці $l_{АП} (k_{H2} \cdot Z_{K2. min})$, точка K2; для Q5 – в кінці ділянки $l_{ПВ} (k_{H2} \cdot Z_{K4. min})$, точка K4. Також даний захист не повинен працювати з найменшими опорами в максимальних навантаженнях мережі (захист на Q1 – при $Z_{P.min}$, а на Q5 – при $Z_{РП. min}$). Характеристика захисту ДЗ1 - Q1 в комплексній площині є ненаправленою і має вигляд кола з центром на початку координат $\varphi_{CP} = 0 - 360$.

Для відстроювання захисту ДЗ1 - Q5 від пошкоджень «за спиною» приймається спрямована кутова характеристика з фазовим кутом спрацьовування $\varphi_{CP} = 0 - 120^\circ$. Властивість спрямованості забезпечується струмовим блокуванням СБ.

Другий ступінь дистанційного захисту (ДЗ2) діє з витримкою часу $t_{CP} = \Delta t$ при всіх пошкодженнях в об'єкті, що прилягає (для Q1 – на всій ділянці $l_{АП}$; для Q5 – на ділянці $l_{ПВ}$). Захист відстроюється від максимальних навантажень робочих режимів з урахуванням його повернення після відключення пошкоджень на суміжних ділянках. Характеристика захисту ДЗ2 - Q1 є спрямованою і має вигляд сегмента кола з кутом $\varphi_{CP} = 0 - 120^\circ$ в 1-му і 2-му квадрантах комплексної площини. Для відстроювання захисту ДЗ2 - Q5 від пошкоджень «за спиною» на суміжній ділянці А - П прийнята кутова характеристика з фазовим кутом спрацьовування $50-120^\circ$.

Третій ступінь дистанційного захисту (ДЗ3) діє з витримками часу (попередній Q5 – $t_{CP} = 2\Delta t$, наступний Q1 – $t_{CP} = 3\Delta t$) при всіх пошкодженнях на дистанції А - В з метою резервування захистів фідерів підстанції і поста ПС, а також відмов вимикачів. Вибір уставки захисту ДЗ3 - Q1

проводиться за умовою нормованої чутливості ($k_{ч1} = 1,2$) до пошкоджень в зоні К4.

Також захист повинен відчувати ($k_{ч2} = 1,5$) пошкодження на шинах ПС – К2.

Як правило, захист ДЗЗ - Q1 (за абсолютним значенням опору) не може бути відстроєний від максимального робочого режиму мережі ($Z_{ДЗЗ} > Z_{P.min}$). Налаштування від максимального робочого режиму $Z_{P.min}$ можливе за рахунок кутової характеристики захисту у вигляді сектора 55–120°.

Вибір уставки захисту ДЗЗ - Q5 проводиться за умовою чутливості ($k_{ч2} = 1,5$) до пошкоджень в зоні К4. Як і для фідера підстанції Q1, уставка третього ступеня дистанційного захисту фідера Q5 за абсолютним значенням не може бути відстроєна від мінімального опору $Z_{PP.min}$ з фазним кутом в межах 20–40°, вимірюваного захистом в робочому максимальному режимі мережі. Налаштування від максимального робочого режиму можливе за рахунок кутової характеристики захисту у вигляді сектора 55-120 град.

Максимальний струмовий захист (МЗ) діє з витримками часу (попередній Q5 – $t_{CP} = 3\Delta t$, наступний Q1 – $t_{CP} = 4\Delta t$) для резервування своїх захистів фідерів підстанції і поста ПС, а також відмов вимикачів. Вибір уставки максимального струмового захисту МЗ-Q1 виконується за умовою забезпечення чутливості ($k_{ч1} = 1,25$) до пошкоджень на шинах ПС в розрахунковій точці К2. Перевірка виконується за умовою неспрацьовування після відключення суміжними захистами пошкодження. Вибір уставки МЗ-Q5 проводиться за умови забезпечення чутливості ($k_{ч1} = 1,25$) до пошкоджень поблизу підстанції (в розрахунковій точці К4), а перевірка – за умовою повернення до максимального робочого режиму. Даний захист МОЗ є другим ступенем захисту максимального струму і виконує функції ближнього і далекого резервування.

Потенційний захист (ПЗ) – резервний захист мінімального типу за напругою з витримками часу $t_{CP} = 5\Delta t$ (для підстанції) і $t_{CP} = 6\Delta t$ (для поста ПС) обирається за умови налагодження від напруги в максимальному режимі навантаження (для ПЗ – Q1 $U_{P.min}$; для ПЗ – Q5 $U_{PP.min}$) з урахуванням неспрацьовування після відключення суміжних пошкоджень.

Перевірка обраної уставки захистів проводиться за умовами нормованої чутливості ($k_{\text{ч}} = 1,2$) до пошкоджень в місці установлення захисту в мінімальному режимі роботи тягової підстанції А і прилеглої електричної мережі (для ПЗ - Q1 місце К1 з урахуванням дуги; для ПЗ - Q5 місце К3 з урахуванням дуги). Бажано, щоб цей захист відчував пошкодження і в кінці ділянки, що захищається (для ПЗ – Q1 місце К2; для ПЗ – Q5 місце К4).

Приклад розв'язання задачі для наступних вихідних даних (таблиця 3.3). Опір підстанції А в режимі максимуму і мінімуму навантаження становить $Z_{\text{ПА}} = 4,0$ Ом. Максимальний струм фідера підстанції в нормальному режимі $I_{\text{P,max}} = 580$ А. Мінімальне значення опору в місці установлення захисту фідера підстанції в нормальному режимі $Z_{\text{P,min}} = 43,1$ Ом. Струм вимикача Q1 при К3 в точці К2 в максимальному режимі роботи підстанції А і прилеглої електричної мережі становить $I_{\text{K2,A,max}} = 1740$ А. Струм вимикача QA1 при К3 в точці К1 в мінімальному режимі роботи підстанції А і прилеглої електричної мережі становить $I_{\text{K1,A,min}} = 6800$ А. Струм вимикача Q1 при К3 в точці К5 в максимальному режимі роботи тягової підстанції В – $I_{\text{K5,B,max}} = 930$ А. Струм вимикача Q1 при К3 в точці К2 в максимальному режимі роботи підстанцій А і В – $I_{\text{K2,AB,max}} = 2355$ А. Струм вимикача Q1 при в точці К4 в максимальному режимі роботи підстанції А – $I_{\text{K4,A,max}} = 473$ А. Напруга шин підстанції $U = 27500$ В. Мінімальна напруга на шинах фідера $U_{\text{A,min}} = 27200$ В. Розрахункове напруження на шинах фідера підстанції $U_{\text{A,рас}} = 25000$ В.

Вибір параметрів струмового відсічення. Захист з абсолютною селективністю не повинний спрацьовувати при пошкодженнях на кордоні суміжних приєднань в точці К2 в максимальному режимі роботи підстанції та прилеглої електричної мережі, визначаємо його за формулою

$$I_{\text{T0}} \geq k_{\text{Н1}} \cdot I_{\text{K2,A,max}} = 1,3 \cdot 1746,6 = 2270 \text{ А.} \quad (3.80)$$

Приймаємо уставку струмового відсічення $I_{\text{T0}} = 2300$ А. Чутливість відсічення визначається за мінімальним струмом ушкодження в місці підключення захисту (точка К-1):

$$k_{\text{ч}} = I_{K1, \text{min}} / I_{T0} = 6800 / 2300 = 3,0 > 1,2. \quad (3.81)$$

Таблиця 3.3 – Дані для прикладу розв'язання задачі

Варіант	U_A	$I_{P, \text{max}}$	$Z_{P, \text{min}}$	$I_{K1, A, \text{min}}$	$I_{K2, A, \text{max}}$	$I_{K2, AB, \text{max}}$	$I_{K4, A, \text{max}}$	$I_{K5, B, \text{max}}$
	кВ	А	Ом	кА	кА	кА	А	А
0	27,5	580	43,1	6,8	1,74	2,35	473	930
Орієнтовні результати розрахунків параметрів								
СВ		ДЗ1		ДЗ2		ДЗ3		
$I = 2,3 \text{ кА}$		$Z_{\text{д}} = 10 \text{ Ом}$ $t_{\text{ДЗ1}} = 0$		$Z_{\text{д}} = 19 \text{ Ом}$ $t_{\text{ДЗ2}} = \Delta t.$		$Z_{\text{д}} = 130 \text{ Ом}$ $t_{\text{ДЗ3}} = 3 \Delta t$		

Отримане значення задовольняє вимогу нормованої чутливості. Перевірка недії струмового відсічення в максимальному робочому режимі

$$I_{T0} \geq k_3 \cdot I_{P, \text{max}} = 1,3 \cdot 580, \quad (3.82)$$

$$I_{T0} = 2300 > 754 \text{ А.}$$

Висновки. Неспрямоване струмове відсічення захисту фідера підстанції з параметрами $I_{T0} = 2300 \text{ А}$ і $t_{\text{CP}} = 0$ чутливе до пошкоджень на початку електроустановки і відстроєне від струмів максимального робочого режиму. Для того щоб виконати перший ступінь дистанційного захисту, швидкодіючого і ненаправленого, у вигляді кола з центром на початку координат ($\varphi_{\text{CP}} = 0 - 360^\circ$), необхідно застосувати струмовий пуск (блокування за струмом) при пошкодженні «за спиною» в точці К-5. Обираємо уставку струмового пуску

$$I_{\text{БТ}} = k_3 \cdot I_{K5, B, \text{max}} = 1,2 \cdot 930 = 1115,6 \text{ А.} \quad (3.83)$$

приймаємо уставку $I_{\text{БТ}} = 1200 \text{ А}$.

Розрахунок першого ступеня дистанційного захисту. Уставка даного захисту з абсолютною селективністю обирається за умовою неспрацьовування від опору, що вимірюється 1-ю зоною захисту, при КЗ в кінці електроустановки.

Визначаємо напругу на шинах підстанції А

$$U_{A,III} = U_A - I_{K2,A, \max} \cdot Z_{ПА} = 27500 - 1746 \cdot 4,0 = 20516 \text{ В.} \quad (3.84)$$

Опір ушкодження, що вимірюється захистом ДЗ1,

$$Z_{K2} = U_{A,III} / I_{K2,A, \max} = 20516/1746 = 11,75 \text{ Ом.} \quad (3.85)$$

Обираємо уставку першої зони дистанційного захисту:

$$Z_{ДЗ1} = k_{H2} \cdot Z_{K2, \min} = 0,85 \cdot 11,75 = 9,98 \text{ Ом.} \quad (3.86)$$

Приймаємо уставку першої зони $Z_{ДЗ1} = 10,0 \text{ Ом.}$

Виконуємо перевірку за умовою налагодження захисту від максимального робочого режиму

$$\begin{aligned} Z_{ДЗ1} &\leq Z_{P, \min} / k_3, \\ 10,0 &< (43,1 / 1,2) = 35,9 \text{ Ом.} \end{aligned} \quad (3.87)$$

Висновки. Приймаємо уставки першого ступеня захисту фідера підстанції за опором $Z_{ДЗ1} = 10 \text{ Ом}$ та за часом $t_{ДЗ1} = 0$ (захист без витримки часу, тобто дистанційне відсічення). Характеристика захисту – неспрямована. Властивість спрямованості забезпечується струмовим блокуванням з уставкою $I_{БГ} = 1200 \text{ А.}$

Розрахунок другого ступеня дистанційного захисту. Захист повинен захищати 100 % своєї дистанції з нормованою чутливістю до пошкоджень на всій ділянці А - ПС. Розраховуємо опір $Z_{K2, \max}$, що вимірюється другим ступенем, при КЗ в кінці ділянки А - ПС. Напряга на шинах підстанції А

$$U_{A,III} = U_{A, \min} - I_{K2,AB, \max} \cdot Z_{ПА} = 27200 - 2355 \cdot 4,0 = 17780 \text{ В.} \quad (3.88)$$

Опір ушкодження в точці К2, яка вимірюється другим ступенем захисту ДЗ2,

$$Z_{K2, \max} = U_{A,III} / (I_{K2,AB, \max} / 2) = 17780/1177,5 = 15,1 \text{ Ом.} \quad (3.89)$$

Здійснюємо вибір уставки другої зони дистанційній захисту

$$Z_{ДЗ2} \geq k_{ч1} \cdot Z_{К2. \max} = 1.25 \cdot 15,1 = 18,87 \text{ Ом.} \quad (3.90)$$

Приймаємо уставку другої зони $Z_{ДЗ2} = 19,0 \text{ Ом}$.

Виконуємо перевірку за умовою налагодження від максимального робочого режиму з урахуванням повернення даного захисту після відключення пошкодження на суміжній ділянці власним захистом

$$Z_{ДЗ2} \leq Z_{P. \min} / (k_з \cdot k_в) = 43,1 / (1,2 \cdot 1,15) = 31,2 \text{ Ом,} \quad (3.91)$$

$$(Z_{ДЗ2} = 19) < 31,2 \text{ Ом,}$$

що доводить відстроювання захисту від нормального режиму.

Висновки. Приймаємо уставки другого ступеня захисту фідера підстанції за опором $Z_{ДЗ2} = 19 \text{ Ом}$ та за часом $t_{ДЗ2} = \Delta t$. Характеристика захисту є спрямованою і має вигляд сегмента кола в 1-му і 2-му квадрантах комплексної площини ($\varphi_{СР} = 0 - 120^\circ$). Захист резервує своє дистанційне відсічення $Z_{ДЗ1}$ і з витримкою часу Δt захищає повністю ділянку $l_{АП}$ та частково – 1 пв.

Розрахунок третього ступеня дистанційного захисту. Напруга на шинах підстанції А.

$$U_{А,Ш} = U_{А, \min} - I_{К4,А, \max} \cdot Z_{ПА} = 27200 - 473 \cdot 4,0 = 25308 \text{ В.} \quad (3.92)$$

Опір ушкодження в точці К4, що вимірюється третім ступенем дистанційного захисту ДЗ3,

$$Z_{К4. \max} = U_{А,Ш} / (I_{К4,А, \max} / 2) = 25308 / 236,5 = 107,0 \text{ Ом.} \quad (3.93)$$

Вибір уставки третьої зони дистанційного захисту виконується за формулою

$$Z_{ДЗ3} \geq k_{ч} \cdot Z_{К4. \max} = 1,2 \cdot 107,0 = 128,4 \text{ Ом.} \quad (3.94)$$

Приймаємо уставку третьої зони $Z_{ДЗ3} = 130,0 \text{ Ом}$.

Уставка третьої зони дистанційного захисту перевіряється за чутливістю ($k_{ч}=1,5$) до пошкоджень на шинах ПС в точці К2 в режимі мінімуму енергосистеми. Опір ушкодження в даній точці

розраховується при виборі другого ступеня дистанційного захисту $Z_{K2.max} = 15,1 \text{ Ом}$.

Виконуємо перевірку чутливості третього ступеня дистанційного захисту

$$\begin{aligned} Z_{ДЗЗ} &\geq k_{ч} \cdot Z_{K2.max}, \\ 130 \text{ Ом} &\geq (1,5 \cdot 15,1 = 22,7 \text{ Ом}). \end{aligned} \quad (3.95)$$

Отже, умова чутливості до пошкоджень на шинах ПС виконується. Однак, судячи з абсолютних значень опорів, уставка третього ступеня дистанційного захисту мінімального опору $Z_{ДЗЗ} = 130 \text{ Ом}$ не відстроюється від максимального робочого режиму $Z_{P.min} = 43,1 \text{ Ом}$. Тому з метою відстроювання захисту від навантажувального режиму з фазовим кутом в межах $20\text{--}40^\circ$ обираємо для захисту характеристику, яка є спрямованою і має вигляд сегмента кола в 1-му і 2-му квадрантах комплексної площини ($\varphi_{CP} = 55 - 120^\circ$).

Висновки. Приймаємо уставки третього ступеня захисту фідера підстанції: за опором $Z_{ДЗЗ} = 130 \text{ Ом}$ та за часом $t_{ДЗЗ} = 3 \Delta t$. Характеристика захисту є спрямованою і має вигляд сегмента кола в 1-му і 2-му квадрантах комплексної площини підстанції ($\varphi_{CP} = 55 - 120^\circ$). Захист резервує свої захисти і захисти поста секціонування, а також відмови вимикачів останнього.

Розрахунок максимального струмового захисту. З розрахунків другого ступеня дистанційного захисту відомі струм вимикача фідера підстанції $I_{Q1} = 1177,5 \text{ А}$ і напруга на шинах підстанції А, $U_{A,Ш} = 17780 \text{ В}$. Тоді струм в захисті при пошкодженні у К2 становить $I_{K2.min} = I_{Q1} = 1177,5 \text{ А}$.

Здійснюємо вибір уставки максимального струмового захисту за умовою чутливості до пошкоджень в основній зоні

$$I_{M3} \leq I_{K2.min} / k_{ч1} = 1177,5 / 1,3 = 905,7 \text{ А}. \quad (3.96)$$

Приймаємо уставку $I_{M3} = 900 \text{ А}$.

Виконуємо перевірку уставки за умовою неспрацьовування після відключення суміжними захистами найближчих пошкоджень

$$I_{M3} \geq k_3 \cdot I_{P.max} / k_{B1} = 1,2 \cdot 580 / 0,85 = 819 \text{ А}. \quad (3.97)$$

Умова відбудови виконується ($I_{M3} = 900 \text{ A} > 819 \text{ A}$).

Висновки. Приймаємо уставки максимального струмового захисту фідера підстанції: за струмом $I_{M3} = 900 \text{ A}$ та за часом $t_{M3} = 4 \Delta t$. Захист є другим ступенем струмового захисту і виконує функції ближнього і далекого резервування.

Розрахунок потенційного захисту. Уставка потенційного захисту повинна бути відстроєна від значення напруги в навантажувальному максимальному режимі мережі з урахуванням неспрацьовування після відключення суміжних пошкоджень

$$U_{ПЗ} \leq U_{A,расч} / (k_3 \cdot k_B) = 25000 / (1,2 \cdot 1,15) = 18116 \text{ В}. \quad (3.98)$$

Приймаємо уставку потенційного захисту $U_{ПЗ} = 18000 \text{ В}$.

Перевіряємо чутливість захисту до пошкоджень в К1 за струмом ($I_{K1,A, \min A} = 6800 \text{ A}$) і за напругою на шинах підстанції А

$$(U_{K1, \max} = U_A - I_{K1, \min} \cdot Z_{ПА} = 27500 - 6800 \cdot 4,0 = 300 \text{ В}). \quad (3.99)$$

Згідно з розрахунками, чутливість потенційного захисту до пошкоджень на шинах підстанції в К1 виконується

$$(U_{ПЗ} = 18000 \text{ В}) > (k_{ч} \cdot U_{K1, \max} = 1,2 \cdot 300 = 360 \text{ В}). \quad (3.100)$$

Висновки. Приймаємо уставки потенційного захисту фідера підстанції: за напругою $U_{ПЗ} = 18000 \text{ В}$ та за часом $t_{ПЗ} = 5 \Delta t$. Захист виконує функції ближнього резервування.

Розрахунок уставок реле захисту фідера підстанції. Для максимального струму фідера підстанції в нормальному режимі ($I_{P, \max} = 580 \text{ A}$) прийнятий вимірювальний трансформатор струму з коефіцієнтом трансформації $k_{ТП} = 1000/5 = 200$. Коефіцієнт трансформації вимірювальних трансформаторів напруги $k_{НП} = 27500/100 = 275$. Уставки реле захистів за струмом визначаються за такими формулами:

$$I_{CP,TO} = I_{TO} / k_{ТП} = 2300 / 200 = 11,5 \text{ А}; \quad I_{CP,БТ} = I_{БТ} / k_{ТП} = 1200 / 200 = 6 \text{ А}; \quad (3.101)$$

$$I_{\text{CP,МЗ}} = I_{\text{МЗ}}/k_{\text{ТП}} = 900/200 = 4,5 \text{ А.} \quad (3.102)$$

Визначаємо уставку реле першого ступеня дистанційного захисту за опором

$$Z_{\text{CP,ДЗ1}} = Z_{\text{ДЗ1}} \cdot k_{\text{ТП}}/k_{\text{НП}} = 10 \cdot 200/275 = 7,27 \text{ Ом.} \quad (3.103)$$

$$\begin{aligned} \text{Приймаємо } Z_{\text{CP,ДЗ1}} &= 7,0 \text{ Ом и } Z_{\text{ДЗ1}} = Z_{\text{CP,ДЗ1}} \cdot k_{\text{НП}}/k_{\text{ТП}} = \\ &= 7 \cdot 275/200 = 9,62 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

Нове значення уставки реле захисту задовольняє умову

$$(Z_{\text{ДЗ1}} = 9,62 \text{ Ом}) < (Z_{\text{P. min}} / k_{\text{З}} = 43,1/1,2 = 35,9 \text{ Ом}).$$

Визначаємо уставку реле другого ступеня дистанційний захисту за опором:

$$Z_{\text{CP,ДЗ2}} = Z_{\text{ДЗ2}} \cdot k_{\text{ТП}}/k_{\text{НП}} = 19 \cdot 200/275 = 13,8 \text{ Ом.} \quad (3.104)$$

$$\begin{aligned} \text{Приймаємо } Z_{\text{CP,ДЗ1}} &= 13 \text{ Ом и } Z_{\text{ДЗ2}} = Z_{\text{CP,ДЗ2}} k_{\text{НП}}/k_{\text{ТП}} = \\ &= 13 \cdot 275/200 = 17,9 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

Нове значення уставки реле захисту задовольняє умову

$$(Z_{\text{ДЗ2}} = 17,9 \text{ Ом}) < [Z_{\text{P. min}} / (k_{\text{З}} \cdot k_{\text{В}}) = 43,1/(1,2 \cdot 1,1) = 31,2 \text{ Ом}].$$

Визначаємо уставку реле третього ступеня дистанційного захисту за опором

$$Z_{\text{CP,ДЗ3}} = Z_{\text{ДЗ3}} \cdot k_{\text{ТП}}/k_{\text{НП}} = 130 \cdot 200/275 = 94,5 \text{ Ом.} \quad (3.105)$$

Приймаємо $Z_{\text{ДЗ3}} = Z_{\text{CP,ДЗ3}} k_{\text{НП}}/k_{\text{ТП}} = 94 \cdot 275/200 = 129,2 \text{ Ом}$.
Нове значення уставки реле захисту задовольняє умову

$$(Z_{\text{ДЗ3}} = 129,2 \text{ Ом}) > (k_{\text{Ч2}} \cdot Z_{\text{К2. max}} = 1,5 \cdot 15,1 = 22,7 \text{ Ом}).$$

Визначаємо уставку за напругою потенційної захисту

$$U_{\text{ср, пз}} = U_{\text{пз}} / k_{\text{нп}} = 18000/275 = 65,4 \text{ В.} \quad (3.106)$$

Приймаємо $U_{\text{пз}} = U_{\text{ср, пз}} \cdot k_{\text{нп}} = 65 \cdot 275 = 17875 \text{ В.}$

У таблиці 3.4 і на рисунку 3.5 показані первинні параметри спрацьовування захистів (віртуальні) і вторинні (фізичні) параметри уставок для реле захистів.

Методику розрахунку ефективності струмового відсічення для захисту елементів системи електропостачання залізничного транспорту з різними погонними опорами розглянемо на прикладі розподільної системи електропостачання у вигляді блоку «реактор-кабельна лінія», в якій прийняті такі позначення: $Z_{\text{с}}$ – повний опір живильної електричної мережі; $Z_{\text{р}}$, $Z_{\text{кл}}$ – відповідно повні опори реактора і кабельної лінії; $Z_{\text{мз}}$ – повний опір мертвої зони струмового відсічення; крива $I_{\text{к}} = f(Z_{\text{к}})$ – залежність струму короткого замикання в об'єкті захисту від віддаленості пошкодження; $I_{\text{к-1}}$, $I_{\text{к-2}}$, $I_{\text{к-3}}$ – розрахункові струми КЗ; $I_{\text{сз}}$ – розрахункове значення струму спрацьовування захисту. Позначимо сумарні опори в максимальному і мінімальному режимах $Z_{\text{сум. max}} = Z_{\text{с. max}} + Z_{\text{р}} + Z_{\text{кл}}$, $Z_{\text{сум. min}} = Z_{\text{с. min}} + Z_{\text{р}} + Z_{\text{кл}}$.

Розрахункова зона дії струмового відсічення (захисна здатність) і зона її недії (мертва зона) визначаються точкою М – точкою перетину прямої струму спрацьовування захисту $I_{\text{сз}}$ з характеристикою струму КЗ $I_{\text{к}} = f(Z_{\text{к}})$ з рівності $I_{\text{сз}} = I_{\text{к-м}}$.

Струм пошкодження в точці М визначається як

$$I_{\text{к-м}} = U_{\text{ф}} / Z_{\text{м}}, \quad (3.107)$$

де $U_{\text{ф}}$ – фазна напруга об'єкта захисту;

$Z_{\text{м}}$ – опір від ЕРС системи до точки М.

Наведений вираз назвемо опором спрацьовування струмового відсічення: $Z_{\text{сз}} = U_{\text{ф}} / I_{\text{сз. max}}$.

Таблиця 3.4 – Карта параметрів захистів фідера підстанції

Захист	$I_{CЗ}, A$	I_{CP}, A	t_{CP}, c	$Z_{CЗ}, Ом$	$Z_{CP}, Ом$	$\varphi_{CP}, град.$	$U_{CЗ}, кВ$	$U_{CP}, кВ$
СВ	2300	11,5	0	–	–	–	–	–
БСВ	1200	6	–	–	–	–	–	–
ДЗ1	–	–	0	9,62	7,0	–	–	–
ДЗ2	–	–	0,5	17,9	13	0–120	–	–
ДЗ3	–	–	1,5	129,2	94	55–120	–	–
МЗ	900	4,5	2,0	–	–	–	–	–
ПЗ	–	–	2,5	–	–	–	17,87	65

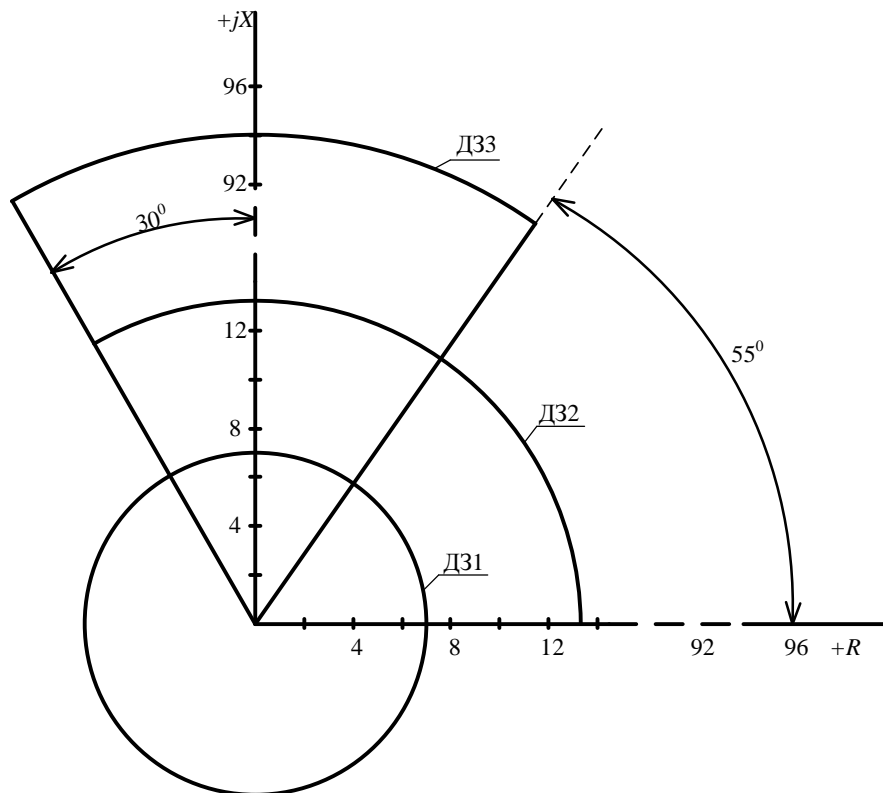


Рисунок 3.5 – Характеристики реле дистанційних захистів фідера підстанції

До складу опору спрацьовування струмового відсічення входить опір системи, звідки маємо

$$Z_{TO} = Z_{CЗ} - Z. \quad (3.108)$$

У відсотковому вираженні захисна здатність струмового відсічення визначається по відношенню до опору, що захищається, так:

$$Z_{TO} \% = Z_{TO} \cdot 100 / Z_{O3}, \quad (3.109)$$

де Z_{O3} – опір об'єкта, що захищається, порівняно з сумою $Z_P + Z_{КЛ}$.

Розраховуємо опір мертвої зони струмового відсічення:

$$Z_{МЗ} = Z_{СУМ} - Z_{C3}, \quad Z_{МЗ} \% = Z_{МЗ} \cdot 100 / Z_{O3}. \quad (3.110)$$

Розрахунок ефективності струмового відсічення для контактної мережі залізничного транспорту робимо так само, як в попередньому прикладі. За наведеними даними розраховуємо опір спрацьовування струмового відсічення фідера підстанції А

$$Z_{C3} = U_{A,рас} / I_{T0} = 27500 / 2300 = 12 \text{ Ом}. \quad (3.111)$$

Зона дії струмового відсічення фідера тягової підстанції становить

$$l_{TO}^{\%} = (Z_{C3} - Z_{CT}) \cdot 100 / Z_{O3} = (12 - 4) \cdot 100 / 11,75 = 68 \%. \quad (3.112)$$

Розрахунок ефективності струмового відсічення в різних режимах живильної системи електропостачання. Вихідні дані: напруга розподільної мережі $U = 10$ кВ; індуктивний опір живильної системи в різних режимах: $x_{Cmax} = j 0,55$ Ом; $x_{C.min} = j 1,1$ Ом; активний та індуктивний опір реактора: $r_P = 0,05$ Ом; $x_P = j 0,5$ Ом; відповідно опір кабельної лінії $r_{КЛ} = 0,45$ Ом; $x_{КЛ} = j 0,36$ Ом; струм спрацьовування відсічення $I_{C3.max} = 4,45$ кА.

Розв'язання. Розраховуємо опір спрацьовування струмового відсічення

$$Z_{C3} = U_{\Phi} / I_{C3.max} = 5,78 / 4,45 = 1,3 \text{ Ом}. \quad (3.113)$$

За вихідними активним і індуктивним опором визначаємо повні опори елементів мережі: системи : $Z_{C.max} = 0,55$ Ом; $Z_{C.min} = 1,1$ Ом; реактора $Z_P = 0,5$ Ом; кабельної лінії $Z_{КЛ} = 0,58$ Ом; об'єкту захисту $Z_{O3} = Z_P + Z_{КЛ} = 0,5 + 0,58 = 1,08$ Ом; сумарні опору всієї системи : $Z_{СУМ.max} = Z_{C.max} + Z_P + Z_{КЛ} = 1,63$ Ом; $Z_{СУМ.min} = Z_{C.min} + Z_P + Z_{КЛ} = 2,18$ Ом.

Захисна здатність струмового відсічення в максимальному режимі джерела живлення

$$Z_{TO.max} \% = (Z_{C3} - Z_{C.max}) \cdot 100 / Z_{O3} = (1,3 - 0,55) \cdot 100 / 1,08 = 69,4 \% . \quad (3.114)$$

Захисна здатність струмового відсічення в мінімальному режимі джерела живлення

$$Z_{TO.min} \% = (Z_{C3} - Z_{C.min}) \cdot 100 / Z_{O3} = (1,3 - 1,1) \cdot 100 / 1,08 = 18,5 \% . \quad (3.115)$$

Мертва зона струмового відсічення в максимальному режимі джерела живлення

$$Z_{M3.max} \% = (Z_{CUM.max} - Z_{C.3}) \cdot 100 / Z_{O3} = (1,63 - 1,3) \cdot 100 / 1,08 = 30,6 \% . \quad (3.116)$$

Мертва зона струмового відсічення в мінімальному режимі джерела живлення

$$Z_{M3.min} \% = (Z_{CUM.min} - Z_{C.3}) \cdot 100 / Z_{O3} = (2,18 - 1,3) \cdot 100 / 1,08 = 81,5 \% . \quad (3.117)$$

Результати розрахунку ефективності струмового відсічення: при збільшенні опору живильної системи з j 0,55 до j 1,1 Ом (мінімальний режим) захисна здатність струмового відсічення зменшилася в 3,7 раза.

3.4 Структурні схеми традиційних і цифрових захистів

Завершальним етапом виконання курсового проекту є розробка, зображення й короткий опис структурної й принципової схем захистів розглянутої електроустановки.

Нижче подано приклади схем. На рисунку 3.6 зображена структурна схема традиційних захистів знижувального трансформатора 110-220/6-10 кВ.

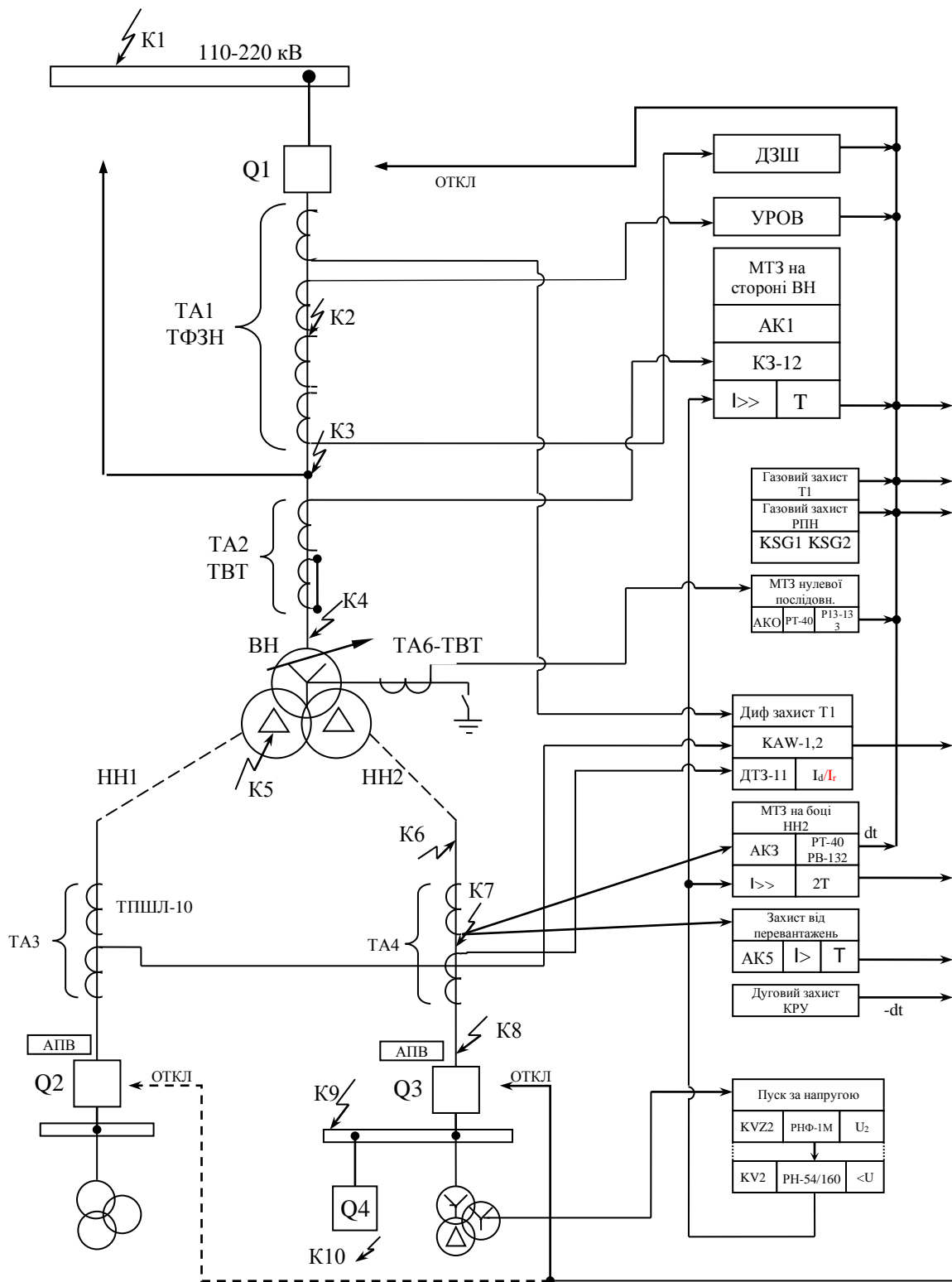


Рисунок 3.6 – Структурна схема традиційних захистів

ДЗШ – диференційний струмовий захист шин без витримки часу, що охоплює всі приєднання, які підключені до системи шин (на схемі показаний трансформатор струму ТА1 тільки даного приєднання Т1). УРОВ – пристрій резервування у випадку

відмови вимикачів (у т.ч. Q1), що запускається захистами трансформатора Т1 і діє на відключення всіх електричнозв'язаних вимикачів даної підстанції.

МСЗ на боці ВН (вищої напруги) з використанням комплекту захисту типу КЗ-12, живиться від ТА2, призначена для резервування відключення КЗ на шинах нижчої напруги (далеке резервування), а також для резервування основних захистів трансформатора Т1 (ближнє резервування). Витримка часу захисту дорівнює другій витримці часу захистів на вводах до секцій шин 6-10 кВ (МСЗ з боку НН). Захист KSG1 – газовий захист трансформатора від внутрішніх ушкоджень і відходу масла, виконано на реле типу VF-80Q (реле Бухгольца), установлюється на трубі між баком і розширником трансформатора. Захист KSG2 – газовий захист пристрою РПН (регулювання під навантаженням коефіцієнта трансформації трансформатора) від ушкоджень усередині його бака, виконується за допомогою струминного реле типу URF 25/10. МСЗ нульової послідовності (АКО) з використанням реле струму РТ-40 і часу РВ-133, що живиться від ТА6 (убудованого в нейтралі трансформатора), призначено для резервування захистів від КЗ на землю в суміжних елементах мережі ВН.

Диференційний захист Т1 – основний диференційний струмовий захист трансформатора від ушкоджень у зоні між ТА1 і ТА4, ТА3, виконується з використанням реле з гальмуванням типу ДЗТ-11, гальмова обмотка якого (I_r – гальмовий струм) увімкнена на струм з боку нижчої напруги. МСЗ з боку НН2 (тут і далі захисти з боку НН1 аналогічні захистам з боку НН2) з використанням реле РТ-40 і РВ-132 – двоступінчатий максимальний струмовий захист, що живиться від ТА4 і розміщено в шафах КРУ вимикачів вводів 6-10 кВ, призначено для відключення КЗ на шинах 6-10 кВ (перший ступінь) і для подальшого резервування відключень КЗ на приєднаннях (фідерах), наприклад, у тч. К10 (другий ступінь). Ступені захисту з першою витримкою часу діють на відключення вимикача Q3, а з другою – на відключення Q1. Останнє необхідно через вимоги селективності з метою відключення КЗ на секціях шин 6-10 кВ при відмові вимикача Q3, а також ліквідації КЗ у зоні між Q3 і трансформатором струму ТА4 (тч. К8). Захист від

перевантаження (AK5) виконується на одному реле струму й одному реле часу. Дуговий захист комірок КРУ 6-10 кВ – основний захист, що реагує на підвищення тиску або освітленості в комірці КРУ, викликаних горінням дуги. Пуск за напругою застосовується для підвищення чутливості МСЗ, що не повинна спрацьовувати (блокування за напругою) у режимах максимального навантаження й самозапуску двигунів. Пусковий орган напруги складається з фільтр-реле напруги зворотної послідовності типу РНФ-1М (KVZ2) і мінімального реле напруги типу РН-54/160 (KV2), увімкненого на міжфазну напругу.

На рисунку 3.7 зображена структурна схема цифрових захистів (ЦЗ).

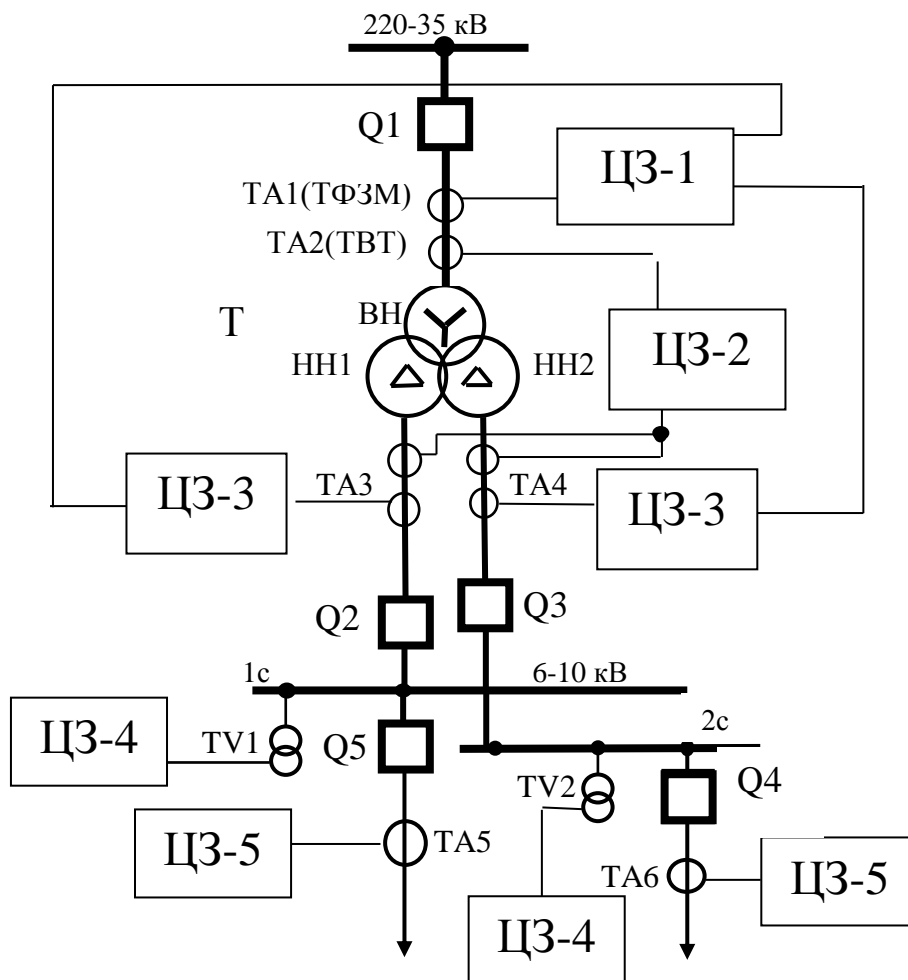


Рисунок 3.7 – Структурна схема цифрових захистів

Захист трансформатора виконаний на реле ЦЗ-1 на вводі вищої напруги (ВН), ЦЗ-3 – на вводах нижчої напруги НН1 і

НН2. Диференційний захист виконано на реле ЦЗ-2. Газовий захист підключається на дискретний вхід першого пристрою ЦЗ-3, призначеного для максимальних струмових захистів. ЦЗ-4 може бути використано для блокування захистів трансформатора за напругою. ЦЗ-5 – захист фідерів навантаження.

ЦЗ-1 увімкнено на трансформатори струму вимикача з боку ВН. Струмові органи захисту нульової послідовності можуть бути ввімкнені на фазний струм ТТ і використовуватися для пуску охолодження й блокування РПН. Функції захисту:

- струмове відсічення, відстроєне від КЗ з боку НН;
- другий ступінь – виконаний без витримки часу й блокується пристроєм захисту боків НН1 і НН2, це дублюючий логічний дифзахист трансформатора для відстроювання від кидка струму. Ступені з логічним блокуванням у реле повинні скласти не менш $2I_n$, при виконанні без витримки часу;

- третій ступінь – звичайний максимальний захист із витримкою часу, він дублює другий ступінь на випадок відмови кіл блокування 2 ступеня;

ЦЗ-2 (поздовжній дифзахист трансформатора підвищеної чутливості) доцільно ввімкнути на трансформатори струму, встроєні з боку ВН трансформатора.

ЦЗ-3 увімкнено на трансформатори струму введів з боків НН1 і НН2.

Функції:

- перший ступінь виконаний без витримки часу й блокується пристроями захисту фідерів, що відходять (логічний захист);

- другий ступінь виконується з селективною витримкою часу з фідерами;

- третій ступінь – захист від перевантаження трансформатора.

ЦЗ-4 увімкнено на трансформатори напруги TV з боку НН. Може бути використано для блокування захистів трансформатора за напругою.

ЦЗ-5 виконує функції багатоступінчатої МСЗ і захисту від замикань на землю.

3.5 Принципові схеми захистів

На рисунках 3.8-3.11 показані схеми захистів за колами змінного струму та напруги, а також оперативного струму та сигналізації.

Основні захисти. Від всіх видів КЗ в обмотках трансформатора й на його вводах і на виводах приєднань до секцій шин НН – загальний поздовжній диференційний струмовий захист, виконаний комплектом реле типу ДЗТ-11 (КАW1, КАW2, КАW3). Від ушкоджень усередині бака трансформатора й у контакторному відсіку РПН, що супроводжуються виділенням газу – газовий захист із одним газовим реле KSG1 для бака й іншим KSG2 – для контакторного відсіку РПН.

Для резервування відключення багатofазних КЗ на шинах НН, а також для резервування основних захистів трансформатора – МСЗ із пуском напруги, встановлено резервні захисти з боку ВН. Захист містить три реле струму КА1, КА2, КА3 і реле часу КТ1.

Комбінований пуск виконаний двома фільтрами – реле напруги зворотної послідовності типу РНФ-Ш (KVZ1, KVZ2) і двома мінімальними реле напруги типу РН-54/160 (KV1, KV2). При несиметричних КЗ, наприклад, з боку 2с, з'являється напруга зворотної послідовності, реле KVZ2 спрацьовує, розмикаючи тим самим свій контакт у колі реле KV2, яке дозволяє діяти МСЗ.

Несиметрія напруг і відповідно напруга зворотної послідовності виникають також у початковому моменті перед трифазним КЗ. Після зникнення несиметрії контакт реле KVZ2 знову замикається, а реле KV2 залишиться в спрацьованому стані, якщо напруга повернення реле буде менше залишкової напруги в місці встановлення МСЗ. Чутливість пускового органа напруги при трифазних КЗ підвищується за рахунок того, що напруга повернення реле KV2 на 10÷ 15 % більше напруги спрацьовування.

Від багатofазних КЗ на шинах НН, а також для резервування відключення КЗ на приєднаннях застосовують МСЗ із пуском напруги на відгалуженнях до секцій 6 кВ. Захисти виконані з використанням реле струму типу РТ-40 (КА4, КА5, КА6, КА7) і реле часу КТ2 і КТ4; від симетричних перевантажень –

максимальний струмовий захист із двома реле струму типу РТ-40 (КА8, КА9) і реле часу КТ6, від ушкоджень у шафах КРУ 6 кВ – захисти при дугових КЗ.

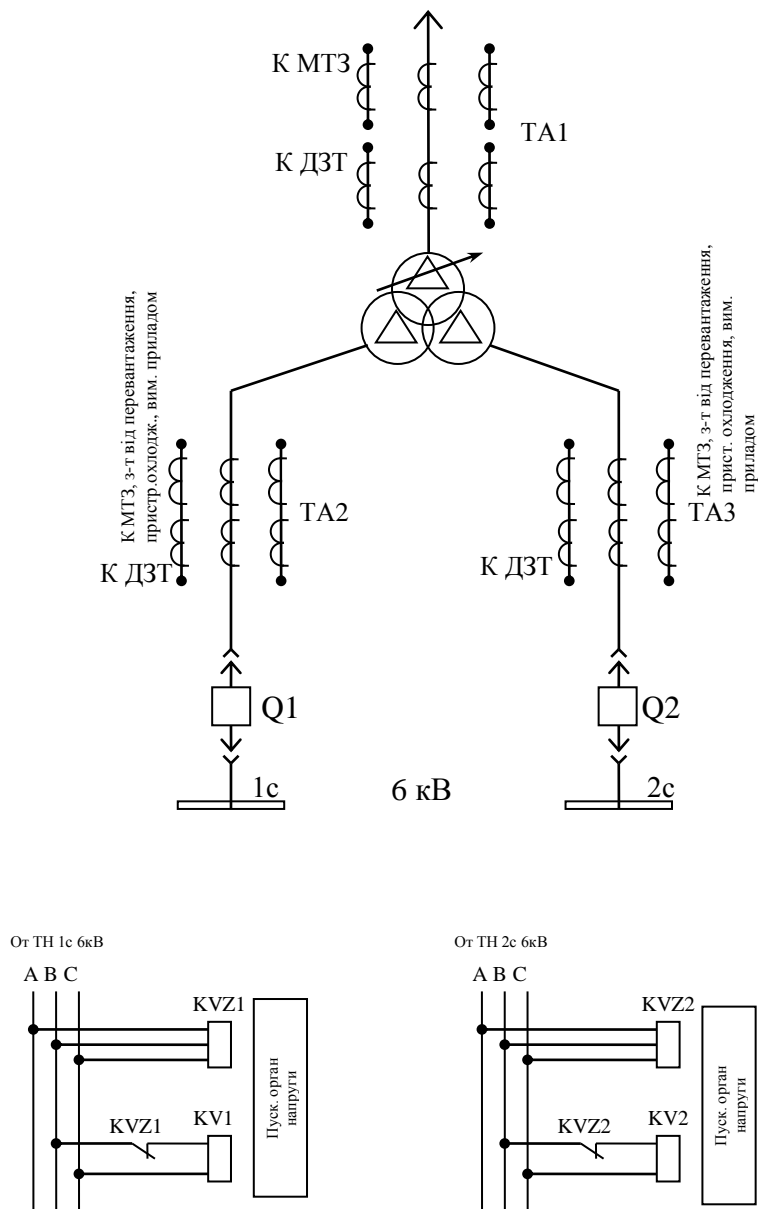


Рисунок 3.8 – Електрична принципова схема захисту

Елемент, що відключає газове реле захисту бака трансформатора за допомогою накладки SX1, може бути переведений для дії на сигнал (KL7).

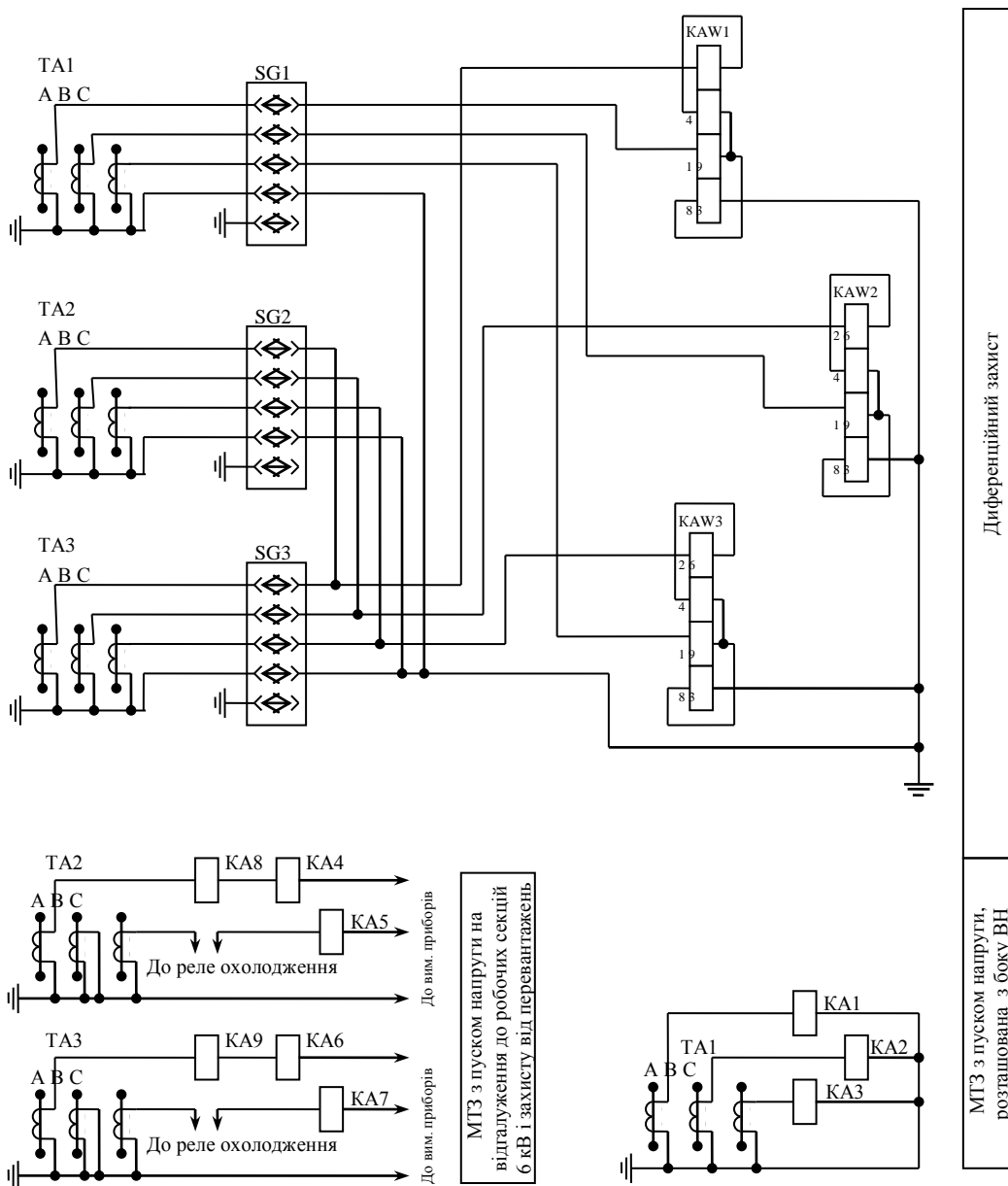


Рисунок 3.9 – Електрична принципова схема захисту. Кола змінного струму та напруги

Газовий захист контакторного відсіку РПН виконує дію тільки на відключення. МСЗ із комбінованим пуском за напругою, встановлено з боку ВН, діє з витримкою часу КТ1 на відключення всіх вимикачів трансформаторів.

Максимальні струмові захисти з комбінованим пуском за напругою, встановлені на відгалуженнях до секцій шин НН, діють із першою витримкою часу, створюваною відповідними

реле КТ2 або КТ4, на відключення вимикачів Q1 або Q2 (через імпульсний контакт реле часу) і з другою витримкою часу, створеною також зазначеними реле, на відключення всіх вимикачів. Захисти при дугових КЗ у шафах КРУ вимикачів введів до шин НН діють одночасно на відключення відповідного вимикача вводу й на відключення всіх вимикачів трансформаторів (через KL1 й KL2).

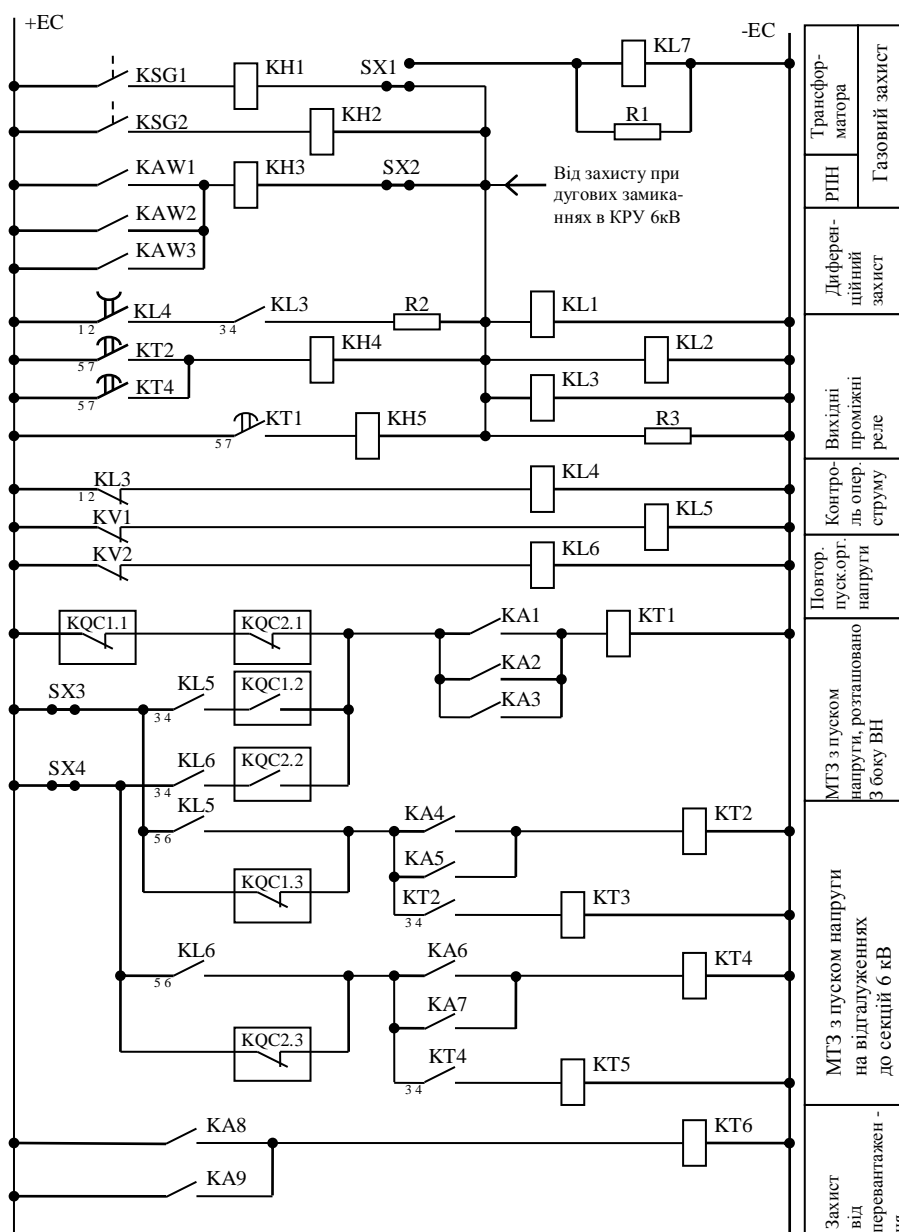


Рисунок 3.10 – Електрична принципова схема захисту. Кола оперативного постійного струму

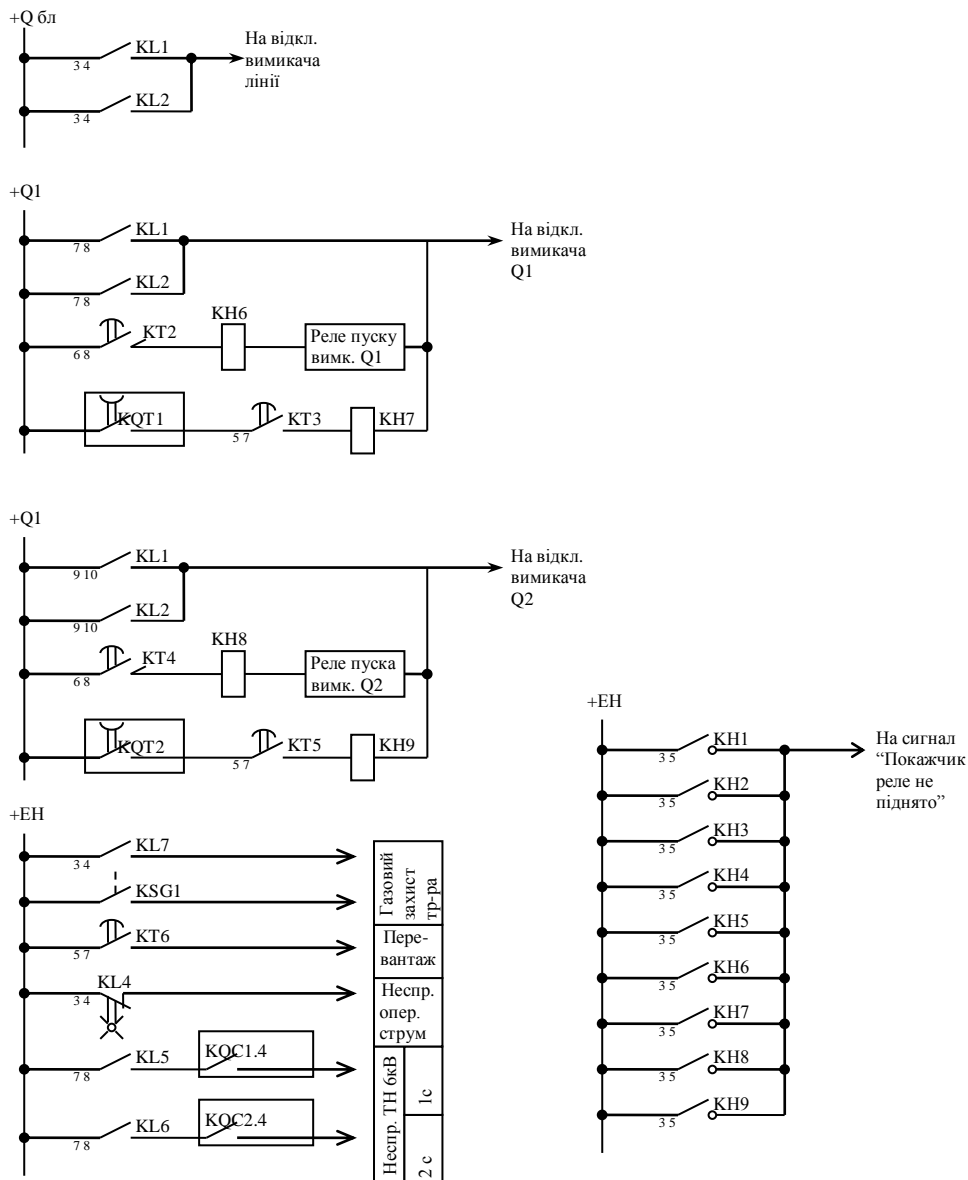


Рисунок 3.11 – Електрична принципова схема захисту. Кола сигналізації

Пуск автоматичного прискорення максимальних струмових захистів, установлених з боку НН, здійснюється контактами КQТ1 й КQТ2 реле положення «вимкнено» вимикачів Q1 й Q2 відповідно. Прискорення виконується з витримкою часу реле КТ3 і КТ5. У схемі передбачене з вихідних проміжних реле КL1, КL2, КL3 і наступне автоматичне зняття при поверненні проміжного реле КL4, що здійснює також контроль наявності оперативного струму в захисті трансформатора. З метою підвищення надійності передбачається дублювання дії вихідних проміжних реле на

відключення вимикача. Контроль несправностей у колах напруги трансформаторів ТН виконується за допомогою контактів проміжних реле К15, К16 і реле положення «увімкнено» КQC1 (КQC2) вимикачів Q1 й Q2 відповідно.

3.6 Автоматичне повторне ввімкнення

Пристрої автоматичного повторного ввімкнення (АПВ) викорисовують для швидкого відновлення живлення споживачів або міжсистемних і внутрішньосистемних зв'язків шляхом автоматичного ввімкнення вимикачів, вимкнутих пристроями релейного захисту.

Передбачають АПВ:

- 1) повітряних і змішаних (кабельно-повітряних) ліній усіх класів напруги вище 1 кВ;
- 2) шин електростанцій та підстанцій;
- 3) трансформаторів;
- 4) відповідальних електродвигунів, які вимикаються для забезпечення самозапуску інших відповідальних електродвигунів.

Схеми автоматичного повторного вмикання (АПВ) повинні забезпечувати витримку часу на спрацювання, яке пояснюється двома факторами:

- 1) $t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{ГД}} + \Delta t$
- 2) $t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{гот. Q}} + \Delta t$,

де $t_{\text{ГД}}$ – час гасіння дуги в місці пошкодження;

$t_{\text{гот. Q}}$ – час готовності приводу вимикача до повторного ввімкнення;

Δt – запас селективності.

Також схеми АПВ повинні передбачати:

- ✓ задану кратність дії;
- ✓ прискорення дії релейного захисту до АПВ або після АПВ;
- ✓ витримку часу на автоматичне повернення схеми до готового стану;
- ✓ заборону АПВ при спрацюванні деяких видів релейних захистів і автоматики, наприклад, диференційного і газового захисту трансформатора;

✓ блокування АПВ від багаторазових увімкнень, попереджаючи стійке КЗ, а також при несправності в самому пристрої АПВ;

✓ блокування АПВ при ввімкненні вимикача від SA на КЗ.

Розглянемо АПВ на прикладі реле РПВ-358 (рисунок 3.12).

Це АПВ одноразової дії, яке вмикається в коло оперативного струму $+EC$ і $-EC$, де CG – блок живлення за напругою, використовується одночасно як зарядний пристрій конденсаторної батареї $1C$.

Крім того, в схему пристрою АПВ входять вказівні реле KH , реле KQ , що спрацьовує при відключенні вимикача, реле блокування від багаторазового ввімкнення вимикача $KB S$ і проміжне реле $KL2$, контакт якого замикає коло розрядження конденсаторної батареї $1C$ на котушку відключення вимикача UAT при відключенні вимикача від ключа управління SA .

Ключ управління вимикача має шість положень: «Попередньо ввімкнено», «Увімкнути», «Увімкнено»; «Попередньо відключено», «Відключити», «Відключено».

До схеми РПВ входять реле часу KT , на якому встановлюється час на спрацювання, проміжне реле KL з обмотками $KL1.V$ і $KL2.A$, конденсатор C , енергія зарядження якого забезпечує спрацювання реле KL , резистори зарядження $R2$ і розрядження $R3$ конденсатора.

При ввімкненні вимикача від SA конденсатор C заряджається з постійною часу і залишається зарядженим протягом всього часу нормальної роботи електроустановки.

При виникненні КЗ спрацьовує релейний захист (замикається контакт $P3$), в результаті чого котушка відключення UAT вимикача отримує живлення і вимикач відключається.

При цьому спрацьовує реле KQ , тому що на його обмотку підключено джерело живлення через контакт $Q1$, що замкнувся.

Контакт KQ замикається і підключає до джерела живлення обмотку реле часу KT в реле РПВ-358.

Таким чином, пуск схеми АПВ здійснюється за невідповідністю положень SA і вимикача.

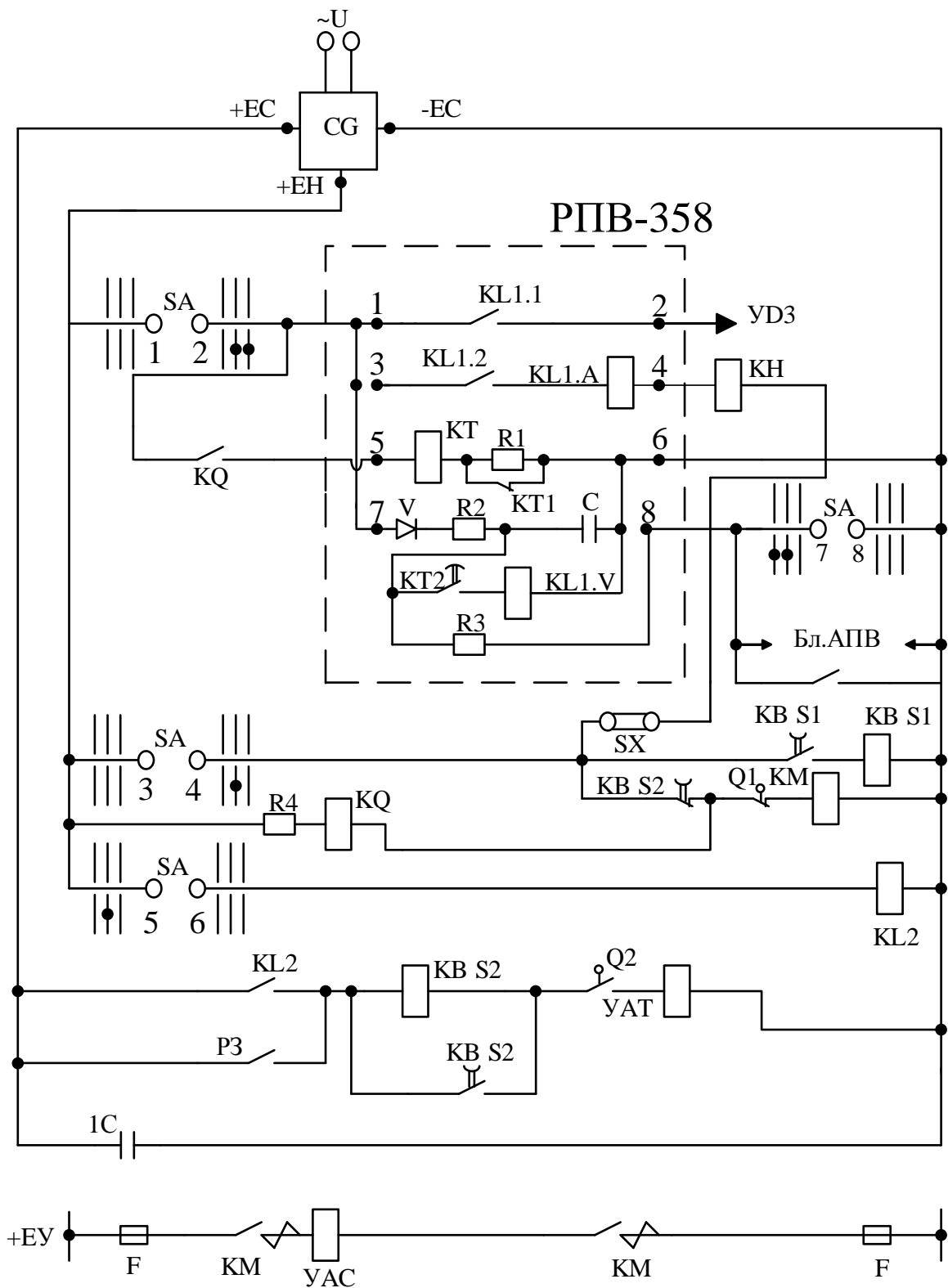


Рисунок 3.12 – Схема автоматичного повторного вмикання

Через час, заданий витримкою для дії повторного ввімкнення, контакти *KT2* замикаються, створюється коло розрядження конденсатора на обмотку *KL1.V*.

Реле KL спрацьовує і контактор пуску KM , через контакти $KL1.2$ і обмотку утримання $KL1.A$, підключено до джерела живлення.

Контактор спрацьовує, підключає котушку ввімкнення VAC до силових шин EY , вимикач вмикається.

Якщо $K3$ стійке, то знову спрацьовує релейний захист. Конденсаторна батарея $1C$ до часу дії захисту повинна запасти енергію для відключення вимикача.

При повторному відключенні вимикача від $P3$ коло невідповідності положень SA і вимикача виявляється замкнутим, однак нового АПВ не відбудеться, тому що конденсатор C не встигає запасти енергію, достатню для спрацьовування KL (це однократність АПВ).

При відключених положеннях SA конденсатор C розряджений, тому що до нього підключений резистор $R3$.

Тому діє блокування АПВ при ввімкненні вимикача від SA на $K3$.

Не дія пристрою АПВ при відключенні вимикача ключом управління забезпечується розривом кола невідповідності контактом 1 – 2 SA і розрядженням конденсатора через $R3$.

З метою запобігання розрядження конденсатора C на джерело живлення в його колі заряджання встановлений напівпровідниковий діод V .

Реле KBS виключає можливість багаторазового ввімкнення вимикача при стійкому $K3$.

Контакти $KL1.1$ використовуються для живлення реле прискорення дії захисту (УДЗ).

Заборона АПВ для електроустановки при спрацьовуванні пристроїв захисту і автоматики здійснюється підключенням до конденсатора C резистора $R3$, опір якого значно менше опору $R2$ в колі зарядження конденсатора. Конденсатор швидко розряджається.

Розглянуту типову схему АПВ з пуском при невідповідності між раніше поданою оперативною командою і відключеним положенням вимикача можна застосувати для нетипових рішень АВР.

Тут формування сигналу невідповідності (пуску АВР) здійснюється послідовним колом із замикаючих контактів реле

фіксації увімкнення KQO вимикача і реле положення «Відключено» KQT автоматики управління вимикача (АУВ) введення робочого живлення.

АПВ введення робочого живлення блокується за режимом, а сигналом невідповідності АУВ здійснюється пуск АПВ (в функції АВР) лінії (введення) резервного живлення.

Сигнал пуску АВР блокується за сигналізацією ключа управління вимикача шляхом переведення його в положення «Відключити».

3.7 Автоматичне ввімкнення резервного живлення устаткування

Пристрої автоматичного ввімкнення резерву (АВР) застосовують для відновлення живлення споживачів шляхом їх автоматичного приєднання до резервного джерела живлення при вимкненні робочого джерела живлення та знеструмленні електроустановок споживача. Особливо пристрої АВР передбачають для відновлення живлення споживачів I категорії надійності електропостачання шляхом автоматичного ввімкнення резервного устаткування після вимкнення робочого устаткування для недопущення порушення технологічного процесу. АВР також використовують для спрощення релейного захисту, зниження струмів КЗ і здешевлення апаратури за рахунок заміни кільцевих мереж радіальними.

АВР встановлюють на трансформаторах, лініях, секційних і шиноз'єднувальних вимикачах, електродвигунах тощо.

АВР у разі вимкнення вимикача робочого джерела живлення має вмикати вимикач резервного джерела живлення. При цьому має бути забезпечено одноразовість дії пристрою.

Принципова схема автоматичного ввімкнення резерву лінії показана на рисунках 3.13, 3.14.

Лінія $W1$ є робочою. Лінія $W2$ в нормальному режимі не працює і знаходиться в резерві. Відповідно вимикачі $Q1$, $Q2$ і $Q3$ увімкнені, а вимикач $Q4$ відключений.

Для підвищення надійності резервна лінія живиться від іншого джерела. Схема управління автоматикою містить велику кількість замкнутих і розімкнутих контактів. При спрацьовуванні

елементів розімкнуті контакти стають замкнутими і навпаки. Щоб уникнути помилкового читання схем, приймається зображення контактів для знеструмленого стану елемента.

Кожний вимикач має електромагнітний привід. Котушка ввімкнення *УАС* увімкнена послідовно з блок-контактом вимикача *Q1.2*.

У колі котушки відключення *УАТ* є блок-контакт вимикача *Q1.1*. Це зроблено для контролю кола наступної операції, щоб розрив кола ввімкнення або відключення здійснювався допоміжними контактами вимикача, а не контактами пускового елемента, які мають порівняно невелику розривну потужність.

Розглянемо процес увімкнення вимикача *Q1*. Для цього ключем управління повинно бути подано живлення в коло котушки ввімкнення *УАС*.

Як тільки вимикач увімкнеться, його допоміжні контакти в цьому колі *Q1.2* розімкнуться і розірвуть коло живлення. А в колі відключення вимикача *УАТ* контакти *Q1.1* замкнуться.

Пуск схеми АВР здійснюється за допомогою реле мінімальної напруги *KV1* і *KV2*, контакти яких увімкнені послідовно.

Напруга спрацьовування цих реле обирається рівною $0,3 \div 0,4 U_{ном}$.

Використання двох реле напруги, ввімкнених на різні фази, виключає можливість помилкового пуску схеми через перегорання одного запобіжника в колі трансформатора напруги. Одночасне перегорання двох запобіжників малоімовірно.

При зниженні напруги на складених шинах підстанції нижче $0,3 \div 0,4 U_{ном}$ реле спрацьовують і запускають схему. Витримка часу для АВР здійснюється за допомогою реле часу *КТ*.

Якщо на робочій лінії *W1* встановлено АПВ, то уставка реле часу повинна бути більше часу, необхідного для відключення робочої лінії з подальшим її увімкненням дією АПВ.

Реле часу подає сигнал на відключення вимикача *Q3 (УАТ3)*.

Через допоміжні контакти цього вимикача *Q3.3* знімається напруга з реле *KLT* (проміжне реле з витримкою часу на повернення). Допоміжні контакти *Q3.4* подають сигнал на ввімкнення вимикача *Q4 (УАС4)*.

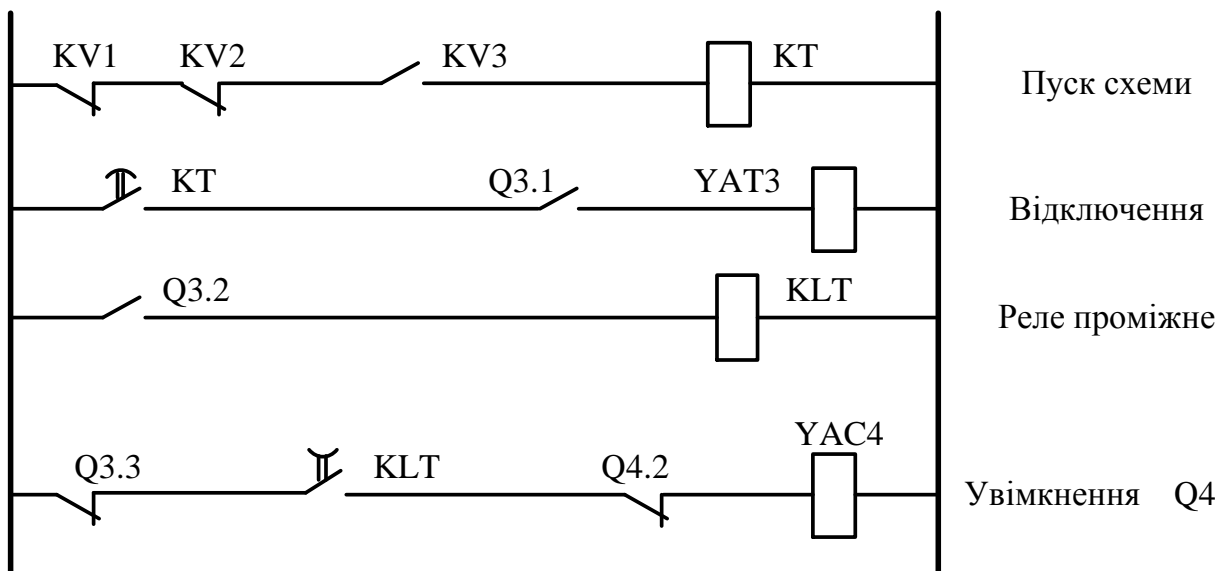
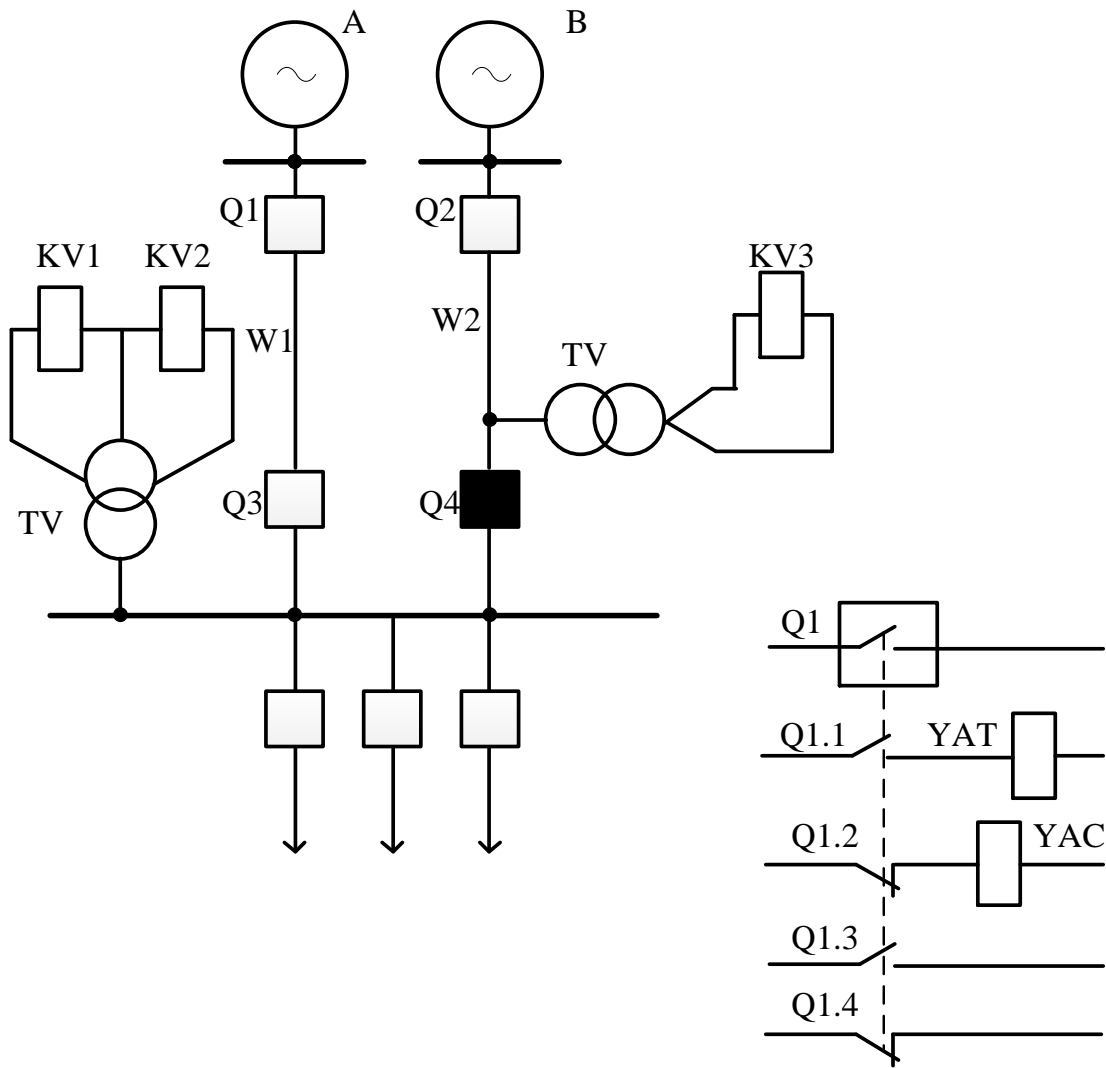
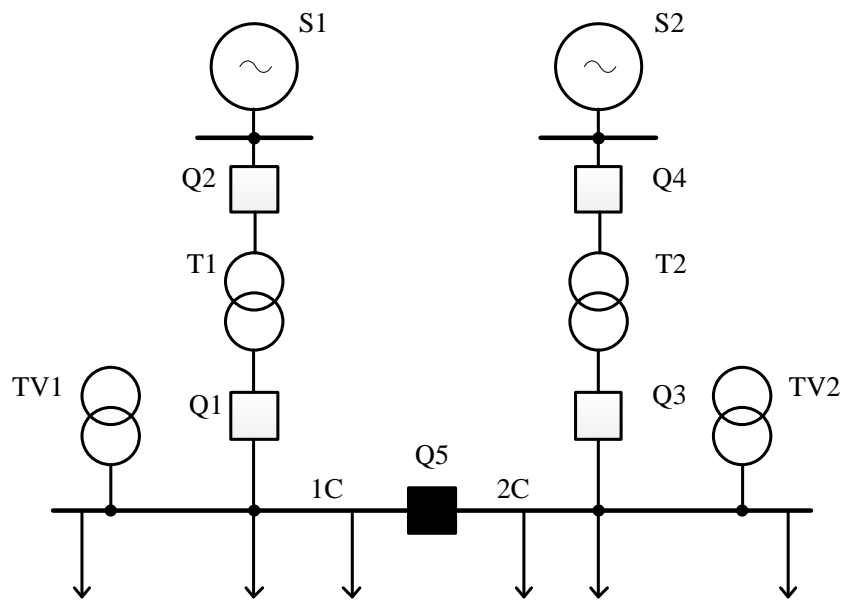
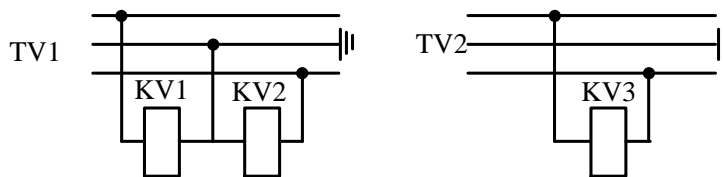


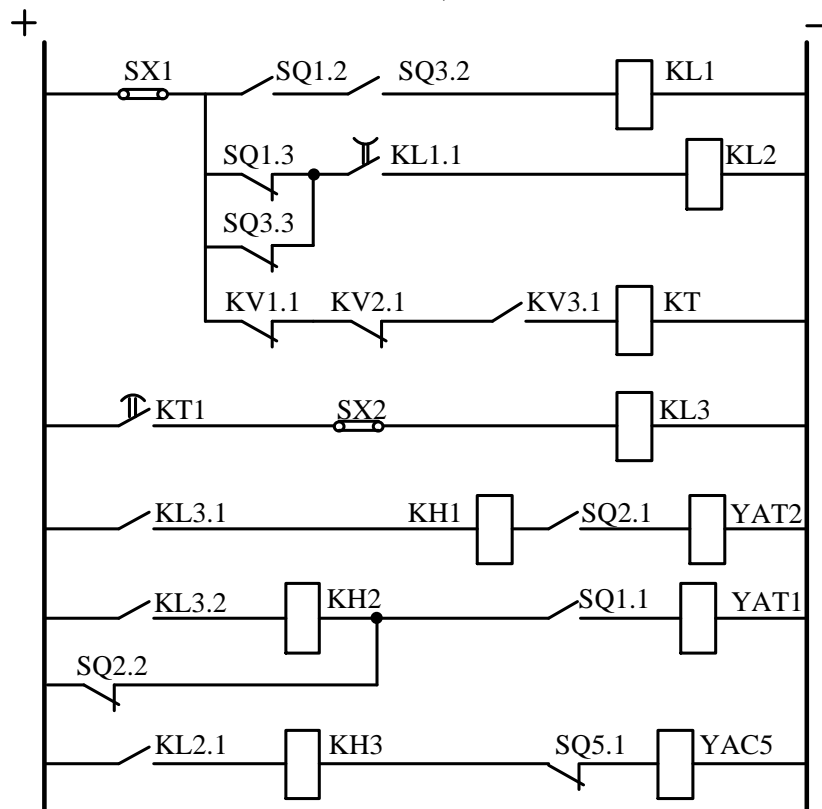
Рисунок 3.13 – Пояснювальна схема автоматичного ввімкнення резерву



a)



б)



в)

а) схема первинних з'єднань; б) кола змінної напруги; в) кола оперативного струму

Рисунок 3.14 – Пояснювальна схема АВР секційного вимикача

У разі успішного циклу АВР резервна лінія $W2$ вмикається.

Якщо запуск схеми АВР стався при стійкому КЗ на шинах підстанції, то дією релейного захисту лінія $W2$ відключається. Повторного увімкнення лінії не відбудеться, оскільки до цього часу якір реле KLT знаходиться у потрібному положенні і його контакти в колі електромагніту $YAC4$ розмикаються.

Це дає одноразове увімкнення резервної лінії, оскільки стійке КЗ на складених шинах досить небезпечно. Для того щоб скоротити час увімкнення на стійке КЗ, застосовується прискорення дії релейного захисту. На час дії схеми АВР витримка часу захисту резервної лінії скорочується практично до нуля. При увімкненні на стійке КЗ на складених шинах резервна лінія миттєво буде відключена за допомогою прискорення релейного захисту після АВР.

Перевірка напруги на резервній лінії здійснюється за допомогою реле $KV3$. При нормальній нарузі на резервній лінії контакти реле замкнуті. Якщо напруга на резервній лінії відсутня, то контакти розмикаються, і живлення з реле часу KT знімається. У цьому випадку схема АВР блокується.

Розглянемо принцип дії схем АВР секційного вимикача на прикладі двох трансформаторних підстанцій (рисунок 3.14).

При нормальній роботі обидва трансформатори $T1$ і $T2$ увімкнені і здійснюють живлення споживачів секцій шин нижчої напруги ($1C$ і $2C$), а вимикач $Q5$ вимкнений. При відключенні з будь-якої причини вимикача $Q1$ трансформатора $T1$ його допоміжний контакт $SQ1.2$ розмикає коло обмотки проміжного реле $KL1$.

В результаті контактна система ($KL1.1$) реле $KL1$ при знятті напруги повертається у вихідне положення з деякою витримкою часу і розмикає контакти.

Другий допоміжний контакт $SQ1.3$ вимикача $Q1$, замкнувшись, подає плюс через ще замкнутий контакт $KL1.1$ на обмотку проміжного реле $KL2$, яке своїми контактами вмикає контактор увімкнення $YAC5$ секційного вимикача $Q5$.

Після закінчення встановленої витримки часу реле $KL1$ розмикає контакт $KL1.1$ і розриває коло обмотки проміжного реле $KL2$. Якщо секційний вимикач $Q5$ увімкнеться дією схеми АВР

на КЗ і відключається від релейного захистом, то повторного ввімкнення $Q5$ не відбудеться.

Таким чином, реле $KL1$ забезпечує однократність АВР і тому називається реле однократності ввімкнення. Реле $KL1$ знову замкне свій контакт $KL1.1$ і підготує схему АВР до нової дії лише після того, як буде відновлена нормальна схема живлення підстанції і включений $Q1$.

Витримка часу на розмикання контакту $KL1$ повинна бути більше часу ввімкнення вимикача $Q5$, для того щоб він встиг надійно ввімкнутися.

З метою забезпечення АВР при відключенні вимикача $Q2$ від його допоміжного контакту $SQ2.2$ подається команда на котушку відключення $YAT1$ вимикача $Q1$. Після відключення $Q1$ схема АВР запускається і діє, як розглянуто вище.

При аварійному відключенні трансформатора Т2 теж буде діяти АВР секційного вимикача.

Крім розглянутих випадків відключення одного з трансформаторів, споживачі також втратять живлення, якщо з якої-небудь причини залишаться без напруги шини вищої напруги. Схема АВР при цьому не подіє, так як обидва вимикачі Т1 ($Q1$ і $Q2$) або Т2 ($Q3$ і $Q4$) залишаться ввімкненими.

Для того щоб забезпечити дію схеми АВР і в цьому випадку, передбачений спеціальний пусковий орган мінімальної напруги, до складу якого входять реле $KV1$, $KV2$ і $KV3$.

При зникненні напруги на шинах вищої напруги Т1, а отже, і на шинах 1С реле мінімальної напруги, яке підключено до трансформатора напруги $TV1$, замкне свої контакти і дасть плюс оперативного струму на обмотку реле часу KT через контакт реле $KV3$.

Реле KT при цьому запуститься і після закінчення встановленої витримки часу дасть плюс на обмотку вихідного проміжного реле $KL3$, яке зробить відключення вимикачів $Q1$ і $Q2$ трансформатора Т1. Після відключення вимикача $Q1$ схема АВР подіє, як розглянуто було вище.

Реле напруги $KV3$ передбачено для того, щоб запобігти відключенню трансформатора Т1 від пускового органу мінімальної напруги в разі відсутності напруги на шинах нижчої напруги іншої секції, коли дія схеми АВР буде свідомо марна.

Реле $KV3$, підключене до трансформатора напруги $TV2$ секції шин $2C$, при відсутності напруги розмикається контакт $KV3.1$ і розриває коло від контактів $KV1.1$ і $KV2.1$ до обмотки реле часу KT .

Аналогічний пусковий орган мінімальної напруги передбачається для відключення трансформатора $T2$ в разі зникнення напруги з боку вищої напруги.

Уставка спрацьовування цих реле зазвичай, якщо немає конкретних даних, обирається з умови $U_{сп} = (0,25 \dots 0,4) \cdot U_{ном.}$

Час спрацювання пускового органу пристрою АВР (t_{ABP}) обирається за двома умовами:

1) умова відстроювання від часу спрацьовування тих захистів, в зоні дії яких пошкодження можуть викликати зменшення напруги нижче прийнятої

$$t_{ABP} \geq t_{C3} + \Delta t,$$

де t_{C3} – найбільший час спрацьовування зазначених захистів;

Δt – ступінь селективності, який приймається $0,6$ с при використанні реле часу зі шкалою до 9 с і $1,5 \dots 2$ с зі шкалою до 20 с;

2) умова погодження дії АВР з іншими пристроями автоматики (наприклад, АПВ лінії, по якій здійснюється подача енергії від основного джерела живлення)

$$t_{ABP} \geq t_{C3,л} + t_{АПВ,л} + t_{зап},$$

де $t_{C3,л}$ – найбільший час дії захисту лінії (елемента системи електропостачання), що передає енергію споживачам, для яких здійснюється АВР;

$t_{АПВ,л}$ – час циклу неуспішного АПВ цієї лінії;

$t_{зап}$ – запас за часом, що дорівнює $2-3,5$ с.

На рисунку 3.15 наведено приклад застосування АВР 110 для підстанції ПС F . Секції шин (1СШ і 2 СШ) підстанції приєднуються до мережі енергосистеми за допомогою відгалуження від магістральних ПЛ ($W1$ і $W2$).

У нормальній оперативній схемі підстанції вимикач Q1 лінії «відпайка W1» відключений (введення резервного живлення).

Вимикач Q2 є вводом робочого живлення «відпайка W2».

В роботі знаходяться трансформатори T1 і T2.

Схемотехніка АВР-110 типова двосторонньої дії з оперативним вибором введення робочого живлення за допомогою ключа управління (на рисунку 3.15 обраний Q2 «робоче введення»).

На рисунку 3.16 показаний приклад нетипового рішення АВР на основі застосування типової схеми АПВ з пуском від невідповідності між раніше поданою оперативною командою для вимикача Q4 (контролюється реле фіксації команд KQQ) і положенням вимикача Q4 після спрацьовування релейного захисту та його відключення (реле положення KQT «Відключено»).

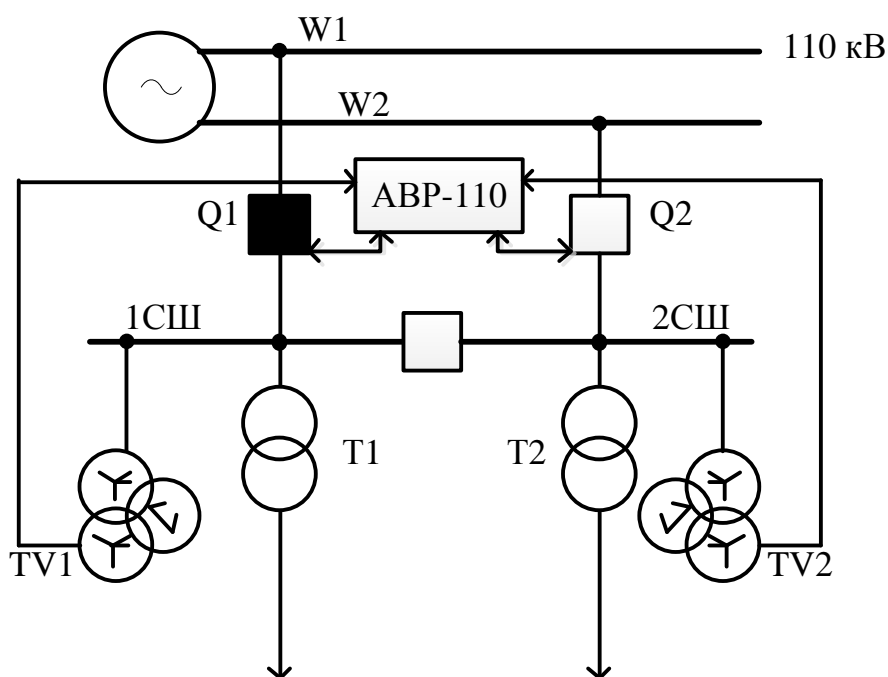


Рисунок 3.15 – Функціональна схема АВР 110 кВ

Всі дії фіксуються автоматикою управління вимикача (АУВ), де KCC – реле команди «Ввімкнути», KCT– реле команди «Відключити», KQC – реле положення «Ввімкнено».

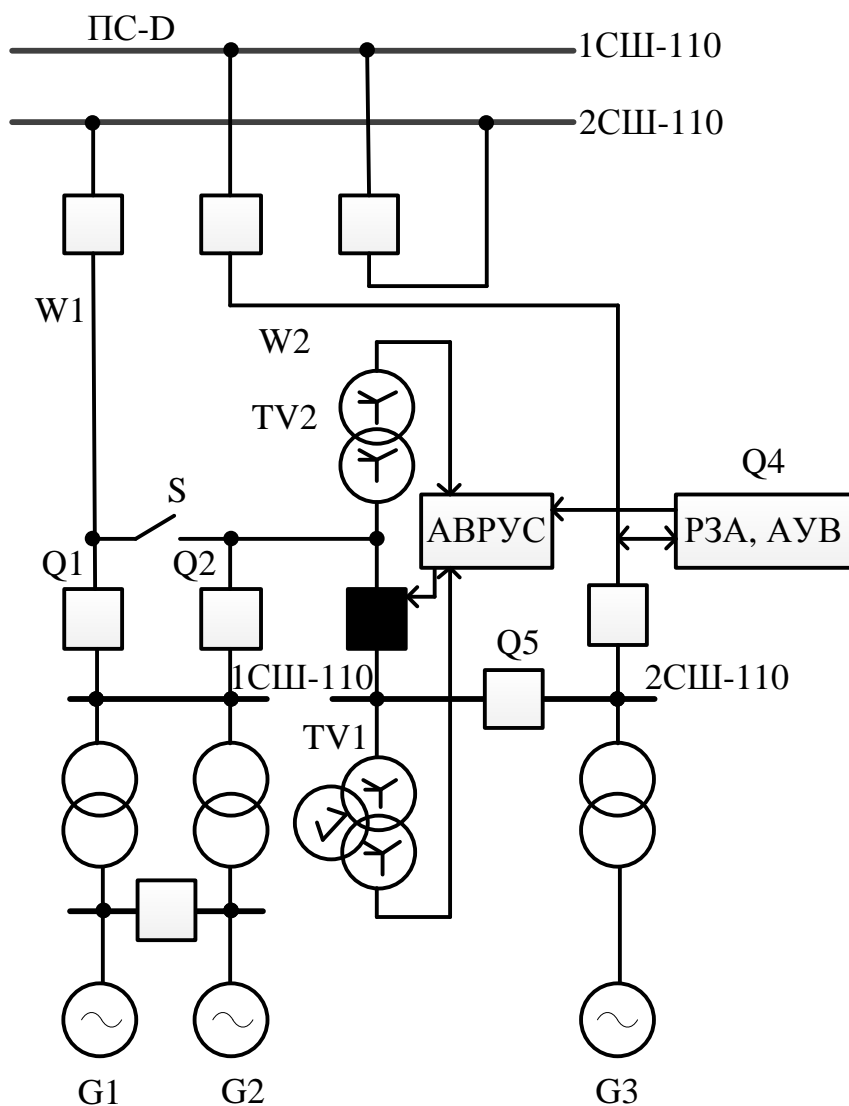


Рисунок 3.16 – Функціональна схема для АВРУС

Послідовним ланцюжком із замикаючих контактів реле КQQ і КQT запускається схема АПВ (на рисунку 3.16 АПВУС) з уловлюванням синхронізму між енергосистемою, генераторами, G1, 2 і енергосистемою, генератором G3.

На рисунку 3.16 лінія W1 постійно контролюється робочою напругою (вимірювальний трансформатор напруги TV2).

АПВ лінії W2 з боку підстанції ПС-D виведено для забезпечення пріоритету АВР на вимикачі Q3, що дозволяє виключити цикл неуспішного АПВ лінії W2.

Застосування типової схеми АПВ для цілей АВР дозволяє:

- ✓ забезпечити однократність дії при ввімкненні вимикача Q3 на коротке замикання;

✓ забезпечити заборону АВР при роботі диференційного захисту шин (ДЗШ), наприклад, ДЗШ 2СШ-110;

✓ забезпечити ввімкнення вимикача $Q3$) з уловлюванням синхронізму.

Розподільний пристрій 110 кВ для підстанції ПС-В (рисунок 3.17) виконаний за схемою містка з вимикачами на лініях $Q1$, $Q2$ і роз'єднувачем S в перемичці.

Живлення ПС-В здійснюється по двох взаємно резервованих ПЛ 110 кВ ($W1$ і $W2$), для яких з живильного боку, на вимикачах $Q3$ і $Q4$, встановлені ступінчаті струмові і дистанційні захисти (основний і резервний комплекти).

На рисунку 3.17 показано застосування АВР-110 однобічної дії з явним резервуванням, що значно спрощує релейний захист ліній.

Лінія $W2$ (резервного живлення) знаходиться під напругою з боку підстанції ПС-А.

З боку ПС-В на цій лінії $W2$ вимикач $Q2$ відключений з функцією АВР-110, діючи за наступним алгоритмом.

При аварійному відключенні вимикача $Q3$ з живильного боку лінії робочого живлення, АВР запускається пусковим органом напруги (ПОН: $TV2$) і з витримкою часу, відстроєною від циклу успішного АПВ (на $Q3$), діє на відключення вимикача $Q1$.

За фактом відключення $Q1$ без витримки часу вмикається вимикач $Q2$ резервного живлення від лінії $W2$.

Таким чином, при аварійному відключенні робочої лінії $W1$ і неуспішному АПВ на вимикачі $Q3$ електропостачання підстанції ПС-В відновлюється дією АВР-110 шляхом приєднання резервної лінії $W2$.

Дія АВР-110 блокується при спрацьовуванні дугових захистів в шафах КРУ 10 кВ і захистів від внутрішніх пошкоджень в трансформаторах підстанції.

На рисунку 3.18 показана класична функціональна схема АВР з неявним резервуванням, коли всі джерела живлення ввімкнені, але працюють окремо.

Секційні вимикачі $Q7$ (35 кВ) і $Q10$ (10 кВ) нормально відключені.

Роз'єднувач S в перемичці на шинах 110 кВ підстанції ПС-В відключений.

ПС-А, 110кВ

2СШ 1СШ

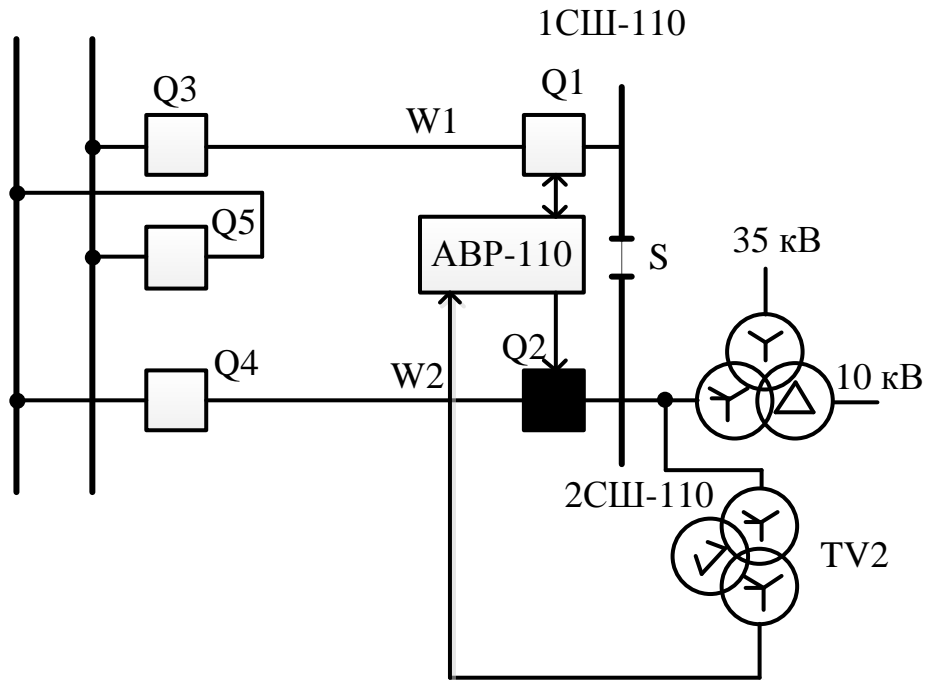


Рисунок 3.17 – Функціональна схема АВР ліній 110 кВ

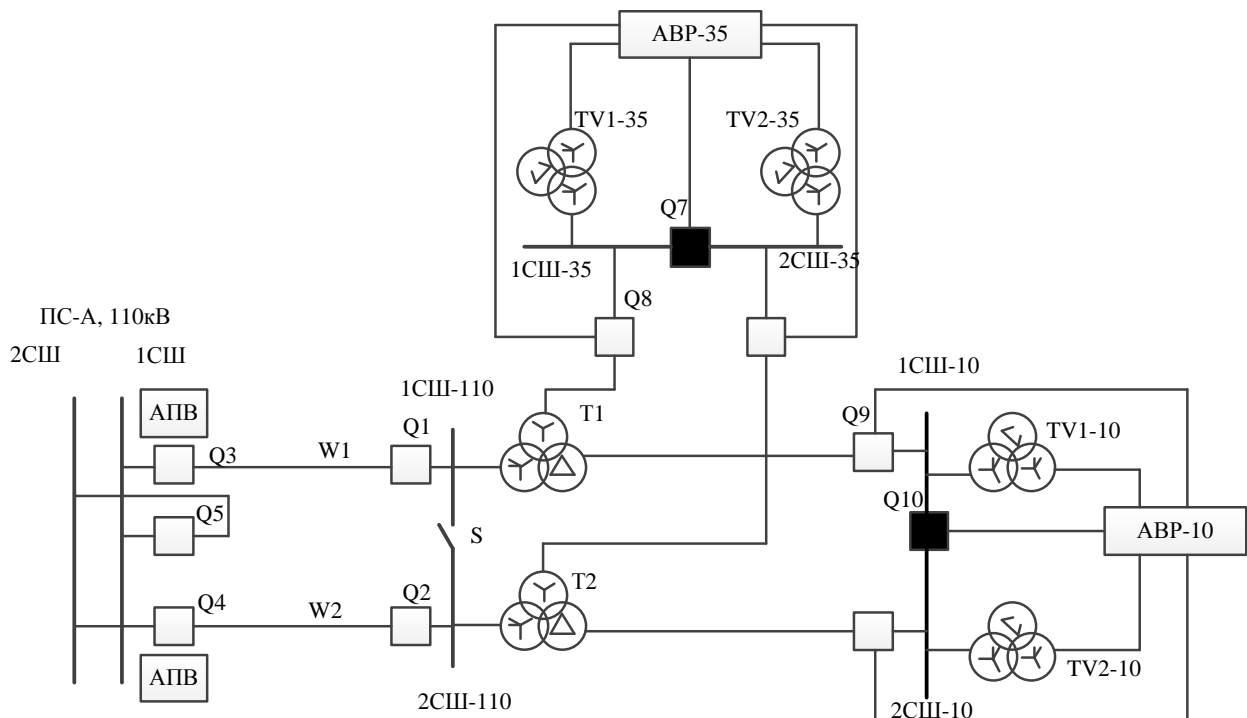


Рисунок 3.18 – Функціональна схема АВР СВ 35 і 10 кВ

Кожен трансформатор T1 і T2 підключено відповідно до своєї лінії W1 і W2.

АВР-35 і АВР-10 типові двосторонньої дії з пуском за фактом стійкого зниження напруги на відповідних секціях. ПОН з витримкою часу, відстроєною від циклу АПВ на живильних лініях (Q3 і Q4), діє на відключення свого введеного вимикача (наприклад, Q8 і Q9).

За фактом відключення вимикачів Q8 і Q9 вводів без витримки часу вмикаються секційні вимикачі Q7 і Q10.

Однократність дії АВР забезпечується за рахунок використання замикаючого контакту реле KQC (реле положення «Ввімкнено») з затримкою на повернення (розмикання).

3.8 Висновок

У цьому розділі необхідно коротко викласти основні результати розрахунків курсової роботи «Релейний захист та автоматика тягової підстанції потужністю ... МВ А».

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1 Правила улаштування електроустановок. Харків : Вид-во «Форт», 2017. 760 с.

2 Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем : підручник. Львів : Вид-во Національного університету «Львівська політехніка», 2013. 533 с.

3 Кідиба В. П., Шелепетень Т. М. Захист трансформаторів та автотрансформаторів. Львів : Вид-во Національного університету «Львівська політехніка», 2004. 180 с.

4 Кідиба В. П., Шелепетень Т. М. Захист ліній електропередавання. Львів : Вид-во Національного університету «Львівська політехніка», 2004. 185 с.

5 Шелепетень Т. М. Захисна автоматика електричних мереж : навч. посібник для студ. спеціальностей 7.090602 та 8.090602 «Електричні системи та мережі» всіх форм навчання. Львів, 2002. 157 с.

6 Сабадаш І. О. Новітні мікропроцесорні технології в експлуатації мереж 6 – 35 кВ. *Електрические сети и системы*. 2011. № 6. С. 53-57

7 Базилевич М. В., Божик Р. С., Сабадаш І. О. Мікропроцесорна інформаційно-діагностувальна система «Альтра» для селективного визначення приєднання з уземленою фазою. *Енергетика і електрифікація*. Київ, 2003. № 7. С. 91 – 95.

8 Баженов В. М., Одегов М. М. Релейний захист. Комплексні контрольні тести : навч-метод. посібник для підготовки до комп'ютерного тестування. Харків : Планета-Принт, 2018. 100 с.

9 Preve C. Protection of electrical networks | Christophe Preve. GB: Antony Rowe Ltd, Chippenham, Wiltshire, 2006. 508 с.

10 Баженов В. М., Одегов М. М. Швидкодійний релейний захист вузлових схем живлення розподільних мереж. *Збірник наукових праць Українського державного університету залізничного транспорту*. Харків, 2015. Вип. 153. С. 73 – 79.

11 Баженов В. М., Одегов М. М. Релейний захист електроустановок вузла навантаження : метод. вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Релейний захист» для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 7.05070106 «Системи управління виробництвом та розподілом електроенергії». Харків : НТУ «ХПІ», 2015. 48 с.

12 Баженов В. М., Кулешова К. В. До питання про ефективність струмової відсічки в розподільних електричних мережах. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. Технічні науки. Вип. 175 «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України»*. Харків : ХНТУСГ, 2016. С. 33 – 35.

13 Яндульський О. С., Дмитренко О. О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем : навч. посібник під заг. ред. д.т.н. О. С. Яндульського. Київ : НТУУ «КПІ», 2016. 102 с.

14 Alstom URL <http://www.alstom.com> – 2014 р.

15 ABB URL <http://www.abb.com> – 2016 р.

16 Siemens URL <http://www.downloads.siemens.com> – 2016 р.

17 Sepam series 80 - Protection Relays for Custom Applications
URL <http://www.schneider-electric.com/products/ww/en/4700-protection-relays-by-range/4755-sepamseries-80/935-sepam-series-80>
– 2014 p.

18 ПМ РЗА «Діамант». Релейная защита, противоаварийная автоматика. URL <http://hartron-inkor.com> – 2018 p.

19 Protective Relaying: Principles and Applications By J. Lewis Blackburn and Thomas J. Domin. 2014 p.

20 Hewitson, Leslie, Brown Mark, Balakrishnan, Ramesh. Practical Power Systems Protection. Oxford; Burlington, MA : Newnes, 2005. 289 p.

ДОДАТОК А
(довідковий)

Зразок сторінки завдання до курсової роботи

Затверджую
зав. кафедрою

ЗАВДАННЯ

На курсову роботу студентів(ці) гр. _____

1 Тема проекту: РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ТЯГОВОЇ ПІДСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ ... МВ А.

2 Термін здачі студентом закінченого проекту _____

3 Вихідні дані до проекту: таблиця 1, варіант № _____

4 Зміст розрахунково–пояснювальної записки:

Реферат

Вступ (короткий аналіз перспективних систем захисту)

Вихідні дані курсової роботи

1 Вибір захистів та автоматики. 1.1 Релейний захист та автоматика високовольтних ліній. 1.2 Релейний захист та автоматика трансформаторів.

2 Розрахунки захистів. 2.1 Струмова відсічка лінії. 2.2 Диференційний захист трансформатора. 2.3 Максимальний струмовий захист трансформатора. 2.4 Струмовий захист трансформатора від перевантаження. 2.5 Газовий захист трансформатора. 2.6 Захист фідера «лінія-трансформатор». 2.7 Захист кабельної-повітряної лінії із застосуванням АПВ. 2.8 Захист з використанням мікропроцесорних пристроїв.

3 Схеми традиційних та цифрових захистів.

4 Схеми автоматики.

Висновок

Список використаних джерел

Перелік графічного матеріалу: результати розрахунків струму нормальних та аварійних режимів; структурна схема захистів; схеми захистів та автоматики (кола змінного й постійного струму).

Керівник (консультант) проекту _____.

ДОДАТОК Б (ДОВІДКОВИЙ)

Таблиця Б.1 – Вихідні дані для розрахунку параметрів уставок мікропроцесорного захисту типу МЗРС

Варі- ант	$Z_{ПА}$ Ом	U_A кВ	$I_{P,max}$ А	$Z_{P,min}$ Ом	$I_{K1,A,min}$ кА	$I_{K2,A,max}$ кА	$I_{K2,AB,max}$ кА	$I_{K4,A,max}$ А	$I_{K5,B,max}$ А
1	4,2	27,5	570	43,8	6,5	1,5	1,9	470	950
2	4	27,5	550	45,4	6,8	1,7	2,3	450	930
3	4,2	27,5	540	46,3	6,5	1,5	2,3	460	970
4	4,1	27,5	600	41,7	6,3	1,6	2,2	500	990
5	4,1	27,5	610	41,0	6,3	1,6	2,2	500	940
7	3,9	27,5	630	39,7	7,0	1,9	2,5	510	890
8	3,9	27,5	650	38,5	7,0	1,9	2,5	510	880
9	3,8	27,5	700	35,7	7,2	2,0	2,7	520	870
10	3,8	27,5	710	35,2	7,2	2,0	2,7	530	850
11	3,7	27,5	750	33,3	7,5	2,2	2,9	540	840
12	3,7	27,5	800	31,25	7,5	2,2	2,9	550	830
13	3,6	27,5	810	30,9	7,9	2,5	3,1	570	820
14	0,6	10,5	345	16,2	10,1	2,7	3,5	900	970
15	0,67	10,5	320	17,5	9,0	2,6	3,4	850	950
16	0,71	10,5	310	18,1	8,7	2,5	3,3	840	940
17	0,75	10,5	300	18,7	8,4	2,4	3,2	830	930
18	0,82	10,5	290	19,3	7,6	2,3	3,1	820	920
19	0,87	10,5	280	20,2	7,1	2,2	3,0	800	910
20	4,2	27,5	820	30,5	6,5	1,5	1,9	470	930
21	4,1	27,5	830	30,1	6,8	1,7	2,3	450	930
22	4,0	27,5	840	29,8	6,5	1,5	2,3	460	970
23	3,9	27,5	850	29,4	6,3	1,6	2,2	500	990
24	3,8	27,5	860	29,0	6,3	1,6	2,2	500	940
25	3,7	27,5	870	28,7	7,0	1,9	2,5	510	890
26	4,0	27,5	880	28,4	7,0	1,9	2,5	510	880
27	4,1	27,5	890	28,1	7,2	2,0	2,7	520	870
28	4,2	27,5	900	27,8	7,2	2,0	2,7	520	850
29	3,9	27,5	910	27,5	7,5	2,2	2,9	530	840

Таблиця Б.2 – Вихідні дані до курсової роботи «Релейний захист та автоматика тягової підстанції потужністю ... МВ А»

Варіант	Потужність ПС: S, МВ А	Напруга: U, кВ		Опір системи Xс, Ом		Довжина лінії: l, км	Напруга к. з., Ук, %			Однофазовість трансформаторів струму, Кодн	Тип трансформатора
		ВН	НН	макс.	мін.		макс.	перес.	мін.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	2×10	115	6,6	4,4	7,0	22,0	8,5	9,5	10,0	1	ТДН-10000/110
2	2×48	220	27,5/27,5	5,0	7,0	25,0	11,5	12,5	13,0	1	ОРДНЖ-16000/220
3	2×25	115	6,3/6,3	4,5	6,0	25,0	8,5	9,5	10,0	1	ТРДН-25000/110
4	2×10	121	10,5	10,5	12,5	10,0	-	10,5	-	1	ТЦ-10000/110
5	2×16	115	6,6	5,7	7,8	23,0	8,5	9,5	10,0	1	ТДН-16000/110
6	2×48	115	27,5/27,5	6,0	8,0	20,0	9,5	10,0	10,5	1	ОРДНЖ-16000/110
7	2×40	230	6,6/6,6	7,0	9,0	31,0	8,5	9,5	10,0	1	ТРДН-40000/220
8	2×16	121	10,5	8,5	10,5	12,0	-	10,5	-	1	ТД-16000/110
9	2×32	115	6,3/6,3	4,4	6,4	26,0	9,0	10,5	11,0	1	ТРДН-32000/110
10	2×25	121	10,5	6,5	10,0	14,0	-	10,5	-	1	ТД-25000/110
11	2×40	115	6,3/6,3	4,2	6,5	27,0	9,0	10,5	11,0	1	ТРДН-40000/110
12	2×32	121	10,5	5,0	7,0	18,0	-	10,5	-	1	ТД-32000/110
13	2×16	158	6,6	10,0	12,0	28,0	9,0	10,5	11,0	1	ТДН-16000/150
14	2×6,3	35,0	6,3	3,5	4,5	11,0	7,0	7,5	8,0	1	ТМН-6300/35
15	2×32	158	6,3/6,3	9,0	11,0	29,0	9,0	10,5	11,0	1	ТРДН-32000/150
16	2×40	115	6,3/6,3	5,0	7,0	34,0	8,5	9,5	10,0	1	ТРДН-40000/110
17	2×32	115	6,3/6,3	7,0	9,0	33,0	8,5	9,5	10,0	1	ТРДН-32000/110
18	2×25	115	6,3/6,3	6,0	8,0	32,0	8,5	9,5	10,0	1	ТРДН-25000/110
19	2×32	230	6,6/6,6	8,0	10,0	30,0	9,0	10,5	11,0	1	ТРДН-32000/220
20	2×40	121	10,5	4,0	6,0	20,0	-	10,5	-	1	ТД-40000/110
21	2×32	230	11/11	8,0	10,0	30,0	9,0	10,5	11,0	0,5	ТРДН-32000/220
22	2×16	38,5	10,5	2,0	3,5	12,0	-	7,5	-	0,5	ТД-16000/35
23	2×10	115	11	5,5	7,5	14,0	8,5	9,5	10,0	0,5	ТДН-10000/110

Продовження таблиці Б.2

Варіант	Потужність ПС: S, МВ*А	Напруга: U, кВ		Опір системи Xс, Ом		Довжина лінії: l, км	Напруга к. з., Ук, %			Однофазовість трансформаторів струму, Кодн	Тип трансформатор
		ВН	НН	макс.	мін.		мін.	ВН	НН		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
24	2×48	230	27,5/27,5	9,0	11,0	30,0	9,5	10,0	11,0	0,5	ОРДНЖ-16000/220
25	2×25	115	10,5/10,5	4,5	6,0	25,0	8,5	10,5	10,0	0,5	ТРДН-25000/110
26	2×10	121	6,3	9,5	11,5	11,0	-	10,5	-	0,5	ТД-10000/110
27	2×16	115	11	5,0	7,0	24,0	8,5	9,5	10,0	0,5	ТДН-16000/110
28	2×48	110	27,5/27,5	5,0	7,0	15,0	8,5	9,5	10,0	0,5	ОРДНЖ-16000/110
29	2×40	230	11/11	7,0	9,0	31,0	8,5	9,5	10,0	0,5	ТРДН-40000/220
30	2×16	121	6,3	7,5	9,5	13,0	-	10,5	-	0,5	ТД-16000/110
31	2×32	115	10,5/10,5	4,4	6,4	26,0	9,0	10,5	11,0	0,5	ТРДН-32000/110
32	2×25	121	6,3	6,0	8,0	15,0	-	10,5	-	0,5	ТД-25000/110
33	2×40	115	10,5/10,5	4,2	6,5	27,0	9,0	10,5	11,0	0,5	ТРДН-40000/110
34	2×32	121	6,3	5,2	7,7	17,0	-	10,5	-	0,5	ТД-32000/110
35	2×16	158	11	10,0	12,0	28,0	9,0	10,5	11,0	0,5	ТДН-16000/150
36	2×6,3	38,5	11	2,4	3,2	14,0	6,5	7,0	7,5	0,5	ТМН-6300/35
37	2×32	158	10,5/10,5	9,0	11,0	29,0	9,0	10,5	11,0	0,5	ТРДН-32000/150
38	2×40	115	10,5/10,5	5,0	7,0	34,0	8,5	9,5	10,0	0,5	ТРДН-40000/110
39	2×32	115	10,5/10,5	7,0	9,0	33,0	8,5	9,5	10,0	0,5	ТРДН-32000/110
40	2×25	115	10,5/10,5	6,0	8,0	32,0	8,5	9,5	10,0	0,5	ТРДН-25000/110
41	2×16	38,5	6,3	3,0	4,5	10,0	-	8,0	-	1	ТД-16000/35
42	2×40	121	6,3	4,2	6,4	21,0	-	10,5	-	0,5	ТД-40000/110
43	2×16	35,0	6,3	2,5	3,3	10,0	-	8,0	-	1	ТД-16000/35
44	2×16	38,5	10,5	3,3	4,1	15,0	-	9,0	-	0,5	ТД-16000/35