

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ
Частина 1
Конспект лекцій

СУМИ - 2025

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Інженерно-технологічний факультет
Кафедра енергетики та електротехнічних систем

Релейний захист
Частина 1

Конспект лекцій
для здобувачів 3 с.т. і 4 курсу
освітньої програми «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
денної форми здобуття освіти
та 2 с.т. і 5 курсу заочної форми здобуття освіти
ступеню вищої освіти «Бакалавр»

УДК 378
Р 31

Укладачі: **Кравченко В.О.**, к.ф.-м.н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем,
Сіренко Ю.В., к.т.н доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем,
Юрченко О.Ю., ст. викладач кафедри енергетики та електротехнічних систем

Р 31 Релейний захист. Частина 1: конспект лекцій / укл.:
Кравченко В.О., Сіренко Ю.В., Юрченко О.Ю. - Суми, 2024. – 68 с.

В конспекті лекцій подано основні відомості про елементи пристроїв релейного захисту та автоматики, захист та автоматику розподільчих електричних мереж, пристрої автоматики, струмовий направлений та диференційний захисти

Рецензенти:

Барсукова Г.В., к.т.н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем СНАУ;

Хурсенко С.М., к.ф.-м.н., зав. кафедри охорони праці та фізики СНАУ.

Відповідальний за випуск:

Чепіжний А.В., к.т.н., зав. кафедри енергетики та електротехнічних систем.

Рекомендовано до видання Радою із забезпечення якості освітньої діяльності та якості вищої освіти інженерно-технологічного факультету

Протокол №4 від «28» січня 2025 року

ЗМІСТ

Тема 1. Вступ. Сучасний стан та тенденції розвитку систем релейного захисту та автоматики.....	6
Тема 2. Релейний захист.....	14
Тема 3. Елементи пристроїв РЗ.....	24
Тема 4. Захист і автоматика мереж напругою до 1 кВ.....	38
Тема 5. Захист повітряних ліній	47
Тема 6. Диференційні струмові захисти.....	61
Список рекомендованої літератури.....	65

Тема 1. Вступ. Сучасний стан та тенденції розвитку систем релейного захисту та автоматики

1. Основні терміни та визначення.

Релейний захист – це комплекс електричних пристроїв (або окремих пристроїв), який містить захисні реле для захисту електричного обладнання, ЛЕП та електричних мереж при аварійних режимах.

Основне призначення РЗ – захист від КЗ. При спрацюванні РЗ пошкоджений елемент автоматично відключається (захист на відключення) або з'являється світловий (звуковий) сигнал (захист на сигнал).

В більшості випадків в місці КЗ виникає електрична дуга з високою температурою, що приводить до руйнувань струмовідних частин, ізоляторів і електричних апаратів. При КЗ до місця пошкодження підходять великі струми (струми КЗ), вимірювані тисячами ампер, які перегрівають непошкоджені струмовідні частини і можуть викликати додаткові пошкодження, тобто розвиток аварії. Одночасно в мережі, електрично пов'язаній з місцем пошкодження, відбувається глибоке зниження напруги, що може привести до зупинки електродвигунів і порушення паралельної роботи генераторів.

В більшості випадків розвиток аварій може запобігти швидким відключенням пошкодженої ділянки електричної установки або мережі за допомогою спеціальних автоматичних пристроїв, що отримали назву релейний захист, який діє на відключення вимикачів.

При відключенні вимикачів пошкодженого елемента гасне електрична дуга в місці КЗ, припиняється проходження струму КЗ і відновлюється нормальна напруга на непошкодженій частині електричної установки або мережі.

Завдяки цьому скорочуються розміри або навіть зовсім запобігають пошкодження устаткування, на якому виникло КЗ, а також відновлюється нормальна робота непошкодженого обладнання.

Таким чином, **основним призначенням** релейного захисту є виявлення місця виникнення КЗ і швидке автоматичне відключення вимикачів пошкодженого устаткування або ділянки мережі від решти непошкодженої частини електричної установки або мережі.

Окрім пошкоджень електричного устаткування можуть виникати такі порушення нормальних режимів роботи, як перевантаження, замикання на землю однієї фази в мережі з ізольованою нейтраллю, виділення газу в результаті розкладання масла в трансформаторі або пониження рівня масла в його розширювачі і ін.

У вказаних випадках немає необхідності негайного відключення устаткування, оскільки ці явища не представляють безпосередньої небезпеки для устаткування і можуть самоусунутися. Тому при порушенні нормального режиму роботи на підстанціях з постійним обслуговуючим персоналом, як правило, досить дати попереджувальний сигнал персоналу підстанції. На підстанціях без постійного обслуговуючого персоналу і в окремих випадках

на підстанціях з постійним обслуговуючим персоналом проводиться відключення устаткування, але обов'язково з витримкою часу.

Таким чином, другим призначенням релейного захисту є виявлення порушень нормальних режимів роботи устаткування і подача попереджувальних сигналів обслуговуючому персоналу або відключення устаткування з витримкою часу.

При відключенні пристроєм захисту одного із елементів системи електропостачання, наприклад лінії або трансформатора, частина споживачів електроенергії знаходиться у відключеному стані від джерел живлення, що не є бажаним. Тому для відновлення живлення споживачів, відновлення нормальних режимів роботи системи, необхідно здійснити відповідні заходи. Ці заходи здійснюються різного роду автоматичними пристроями.

Якщо призначенням релейного захисту є насамперед відключення устаткування, то у функції електроавтоматики входить його включення.

У чистому вигляді до електроавтоматики відносять:

- автоматичне повторне включення (АПВ);
- автоматичне включення резервного живлення або механізму (скорочено автоматичне введення резерву — АВР).

Існують також деякі види технологічної електроавтоматики, що обслуговуються персоналом служб РЗА. До них відносять:

- автоматичне регулювання збудження генераторів і синхронних двигунів (АРЗ);
- автоматичне регулювання положення перемикача РПП силового трансформатора (АРНТ);
- автоматичне настроювання дугогасячих котушок компенсації ємнісного струму замикання на землю в мережі 6-35кВ (АРК);
- автоматичне регулювання батареї статичних конденсаторів;
- автоматику охолодження силових трансформаторів;
- автоматичну точну синхронізацію генераторів;
- автоматичну самосинхронізацію генераторів;
- автоматичний частотний пуск гідрогенераторів (АЧП);
- визначення місця пошкодження ліній електропередачі (ОМП).

Окрім цього існує протиаварійна режимна автоматика.

До неї відносять:

- автоматичне частотне розвантаження (АЧР);
- автоматичне включення споживачів, відключених дією АЧР після відновлення частоти (ЧАПВ);
- автоматичне регулювання частоти і активної потужності (АРЧМ);
- додаткове автоматичне розвантаження по напрузі (ДАРН);
- додаткове автоматичне розвантаження по струму (ДАРТ);

Є також протиаварійна системна автоматика: розвантаження електростанцій, запобігання і припинення асинхронного режиму, запобігання неприпустимому підвищенню напруги у вузлі, автоматика балансування.

Такі пристрої розміщуються на великих електростанціях і підстанціях надвисокої напруги.

2. Призначення пристроїв захисту і автоматики,

Складність сучасної електроенергетичної системи (ЕЕС), визначається великою кількістю електроустановок (наприклад генераторів, трансформаторів, ліній, двигунів, електровозів, електропечей та ін.), різних схем первинних (головних) і вторинних (вимірювальних, контрольних, управлінських та ін.) електричних з'єднань і особливостей технологічного процесу.

Розглянемо головні особливості режимів роботи електричних мереж:

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

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

Перехідні процеси в елементах електричних мереж часто 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 додаткове тепло, температура струмопровідних частин та ізоляції через деякий час перевершує допустиму величину, що призводить до швидкого зносу ізоляції та її пошкодження.

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

Небезпечно для ізоляції підвищення напруги може виникнути при односторонньому вимиканні або вмиканні довгої лінії.

При зниженні частоти і напруги створюється небезпека для нормальної роботи споживачів і стійкості енергосистем, а підвищення напруги і струму загрожує можливими пошкодженнями 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 у створенні і застосуванні ефективних автоматичних пристроїв, що виконують певні операції і захищають електричні мережі та їхні елементи від небезпечних наслідків пошкоджень і ненормальних режимів.

Ліквідацію аварійних режимів здійснює релейний захист (РЗ), який тісно пов'язаний з пристроями автоматики для швидкого відновлення нормального режиму.

До особливих режимів відносяться однофазні замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю, перевантаження обладнання струмами зовнішніх КЗ, збільшення і зменшення напруги, зменшення частоти, режим коливання паралельно працюючих енергосистем ліній електромашин.

Пристрій АВР відновлює електропостачання при пошкодженні однієї з живлячих ліній. На ПЛ і змішаних ПЛ і КЛ встановлюється пристрій АПВ, що повторно вмикає лінію після самоліквідації пошкодження.

Відновлення частоти можна отримати шляхом вимкнення частини споживачів за допомогою пристроїв АЧР. Для підтримання напруги застосовується пристрій АРЗ синхронних машин, РПН для трансформаторів, а також автоматична зміна реактивної потужності, виробленої конденсаторними батареями.

Нижче в тексті і на рис. 1.1 наведено класифікацію функцій пристроїв релейного захисту й автоматики, де позначено:

- Н.Р. – нормальний режим;
- Д.А. – доаварійний режим;
- А.Р. – аварійний режим;
- П.А. – післяаварійний режим;
- АСГ – автоматична синхронізація генераторів;
- СС – самосинхронізація генераторів;
- ТС – точна синхронізація генераторів;
- АСС – автоматична синхронізація систем (ліній, шин);
- АРЗ – автоматичне регулювання збудження;
- СК – струмове компаундування;
- ЕМК – електромагнітний коректор;
- ФК – фазове компаундування;
- ГРЗ – групове регулювання збудження;
- АРЧ – автоматичне регулювання частоти;
- АРН – автоматичне регулювання напруги;
- АРКТ – автоматичне регулювання коефіцієнта трансформації;
- САРЧП – система автоматичного регулювання частоти й потужності;
- АП – автоматика пуску електричних машин;
- АЗ – автоматичне завантаження електрообладнання;
- АР – автоматичне розвантаження електрообладнання;
- РЗ – релейний захист;
- ХС – хибні спрацювання (дії) релейного захисту;
- НС – надлишкові спрацювання (дії) релейного захисту;
- ПРВВ – пристрій резервування відмов вимикачів;
- АПВ – автоматичне повторне вмикання;
- АВР – автоматичне вмикання резерву;

АЗГ – автоматичне завантаження генераторів;
АРМ – автоматичне розвантаження мережі;
АЧР – автоматичне частотне розвантаження;
САВН – спеціальна автоматика вимкнення навантаження;
АЛАР – автоматика ліквідації асинхронного режиму;
АОПЧ – автоматика обмеження підвищення частоти;
АОПН – автоматика обмеження підвищення напруги;
АОЗЧ – автоматика обмеження зниження частоти;
АОЗН – автоматика обмеження зниження напруги;
ЧДА – частотна ділительна автоматика;
СДА – струмова ділительна автоматика;
АВВП – автоматика виділення власних потреб електростанцій;
ДЗМН – ділительний захист мінімальної напруги.

При вимиканні 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).

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 призвести до лавиноподібного зниження частоти і розвалу енергосистеми, у результаті чого може припинитися електроживлення всіх споживачів.

Тому баланс активних потужностей в енергосистемі за відсутності необхідних резервів може бути відновлений лише шляхом вимикання частини менш відповідальних споживачів.

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

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

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

Існує також загальносистемна автоматика, що підтримує в нормальному режимі роботи енергосистеми необхідні значення частоти, напруги у вузлах енергосистеми, перетоків активної і реактивної потужностей, а також автоматика, що запобігає розвитку аварійних процесів в енергосистемі - протиаварійна автоматика (ПА).

Пристрої протиаварійної автоматики поділяються на три групи:
 1-ша група ПА: АЗГ, АРМ, САВН;
 2-га група ПА: АЛАР;
 3-тя група ПА: АОПН, АОПЧ, АОЗН, АОЗЧ, ЧДА, СДА, АВВП, ДЗМН.

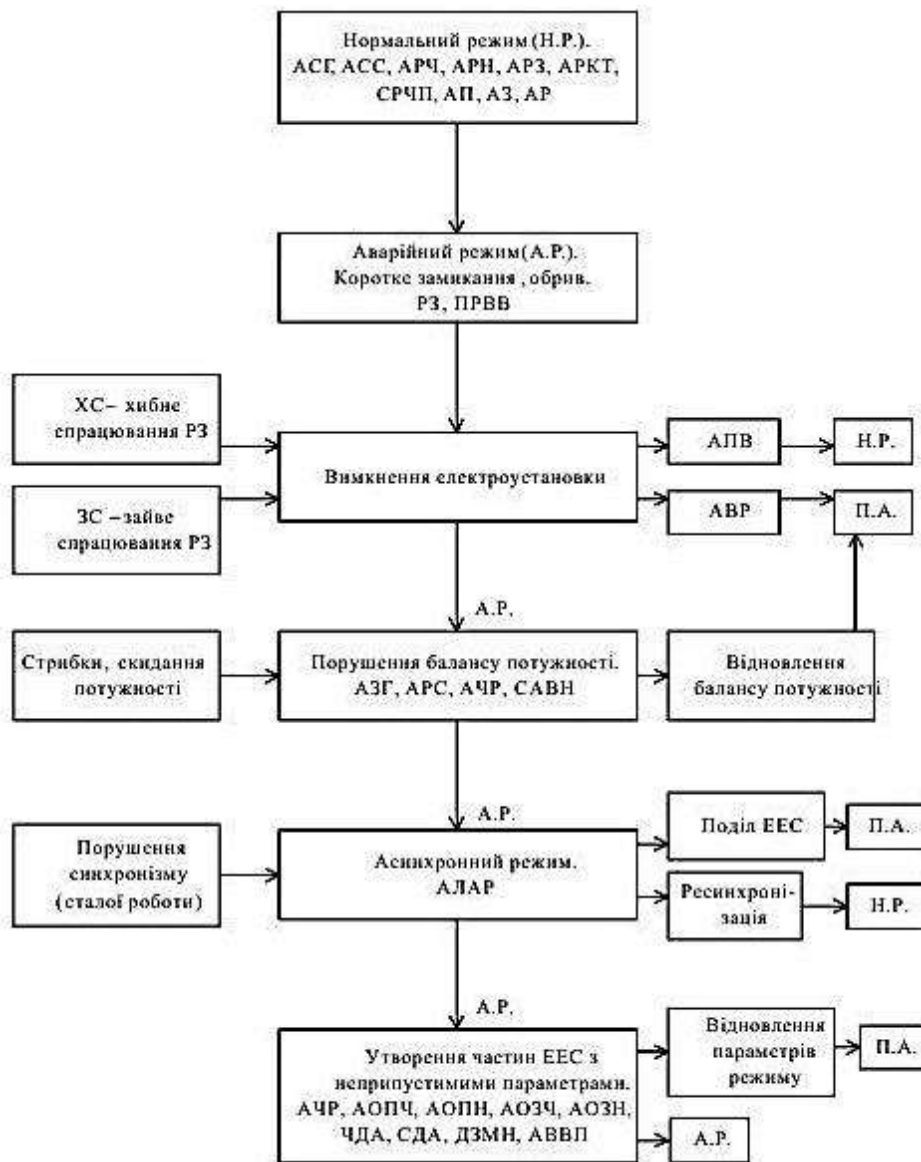


Рисунок 1.1. Класифікація функцій пристроїв релейного захисту й автоматики

Автоматичні пристрої нормального режиму призначені для забезпечення необхідних показників якості електроенергії та усунення їхніх небезпечних змін, наприклад пристрої автоматики регулювання напруги (АРН), автоматичне розвантаження трансформаторів і мережі (АРТ), автоматичне завантаження трансформаторів і мережі (АЗТ), програмована автоматика диспетчерських перемикачів (АДП), автоматика контролю параметрів системи та її режимів роботи (АКС і АСКУЕ) з діагностикою всього первинного та вторинного устаткування (АКУ) та ін.

Автоматичні пристрої аварійного режиму призначені для збереження вихідного і близького до нього режиму при великих і малих збуреннях, до яких належать короткі замикання, обриви струмопровідних частин, протилежні вмикання джерел живлення, перевантаження та ін. Автоматичні пристрої даного режиму прийнято ділити на такі категорії:

1) релейний захист (РЗ); автоматичне повторне вмикання вимикачів (АПВ) після їх аварійного вимикання; автоматичне вмикання резерву (АВР) секціонуючих вимикачів і вимикачів резерву; автоматика розвантаження (АРЛ) і завантаження ліній (АЗЛ);

2) пристрої автоматики поділу (АП) електричної мережі за ознаками порушення балансу потужностей;

3) пристрої автоматичного частотного розвантаження (АЧР) і автоматичного розвантаження при зниженнях напруги (АРЗН).

Автоматичні пристрої післяаварійного режиму (АВНР) мають забезпечувати відновлення нормального (доаварійного) або близького до них режиму відносно схем живлення і електроустановок споживачів.

До цієї категорії належать пристрої АПВ післядії АЧР (ЧАПВ); пристрої автоматичного відновлення доаварійної схеми живлення після успішного спрацювання АВР; автоматичні пристрої для визначення місць пошкодження та ін.

У випадку, якщо захист приєднання складається з двох або більше взаємних і резервованих систем захисту, кожна з систем захисту має бути повністю незалежною від іншої, щоб при КЗ в зоні, що захищається, жодна відмова в одній системі захисту не призводила до відмови або до недопустимого збільшення часу вимикання іншою системою захисту. При цьому там, де це можливо, рекомендується виконувати незалежні системи захисту з різними принципами дії.

3. Складові елементи та функціональні частини РЗА

Пристрої релейного захисту й автоматики складаються з окремих функціональних елементів пов'язаних між собою спільною схемою. Кожен елемент перетворює вхідні сигнали, отримані від попереднього елемента, і передає їх наступному елементу. Елементи поєднують в функціональні частини. Розрізняють логічну, виконавчу і передавальну частини.

Логічна частина має кілька логічних елементів, тому поява сигналу на виході залежить від комбінації вхідних сигналів, логічних операцій АБО, І, НІ, ЗАБОРОНА.

Логічна частина виконується на проміжних реле типу РП-13, РП-200, РП-300; реле часу РВМ-12, РВМ-13, РВ-100, РВ-200.

Виконавча частина — це відносно потужні електромагнітні реле і контактори, які вмикають електромагніти вимкнення і ввімкнення приводів вимикачів, магнітні підсилювачі. Для цього використовуються проміжні реле.

До виконавчої частини відносяться пристрої світлової і звукової сигналізації, вимірні прилади. У разі необхідності передавати сигнал на значні віддалі використовують передавальну частину пристрою РЗА, основним елементом якого є канал зв'язку

Елементи передавальної частини контролюють параметри СЕП (напругу, опори, частоту, кут зсуву).

Найпростіші вимірювальні органи релейної дії, а саме: вимірювальні реле струму КА; реле напруги KV; реле потужності KW; реле опору KZ.

Електричне реле – це апарат, який призначений проводити стрибкоподібні зміни в вихідному колі при заданих величинах (тобто коли реле спрацює).

Розрізняють максимальні і мінімальні вимірювальні реле, первинні і вторинні реле, прямої і непрямої дії.

Первинні реле вмикаються безпосередньо в головне електричне коло (електромагнітний розчіплювач електромагнітного вимикача).

Вторинні реле вмикаються через трансформатори струму або напруги (реле струму: РТ-40, РТ-80, РТ-90, РТВ, РТМ, реле напруги: РН-53, РН-54, РНВ, реле напруги потужності РБМ та інші).

В реле прямої дії рухома система механічно пов'язана з вимикаючим пристроєм; до них відносяться РТВ, РТМ, РНВ.

Реле непрямої дії керує колом електромагніту вимкнення вимикача через виконавчий елемент; до них відносяться РТ-40, РТ-80, РН-53, РН-54, РБМ тощо.

Сигнал на виході вимірювального реле з'являється, якщо вихідні сигнали задовольняють певним умовам, тобто здійснюються порівнювання сигналів за амплітудою або за фазою.

Тема 2. Релейний захист

1. Загальні відомості

При проектуванні систем електропостачання основними етапами вибору релейного захисту повинні бути: оцінка потужності, напруги і умов живлення елемента, що захищається; вибір принципів і схем захисту сумісно з джерелами оперативного живлення; розрахунок параметрів і перевірка чутливості захисту. Необхідно враховувати виникнення аварійних та ненормальних режимів роботи, найбільш небезпечними з яких є короткі замикання, ушкодження ізоляції та перевантаження.

Пристрої релейного захисту і автоматики за принципом дії, місцем установки, настройкою, умовами резервування і вихідним діям повинні відповідати схемам і режимам роботи системи електропостачання. Вибір конфігурації електричної мережі повинен здійснюватись на період до 15 років. Принципи виконання і розміщення пристроїв релейного захисту і автоматики повинні відповідати діючим нормативним документам.

Відповідно до вимог ПУЕ-86 (3.2.2-3.2.132), силове обладнання електростанцій, підстанцій та електричних мереж повинно бути захищене від коротких замикань і порушень нормальних режимів роботи пристроями релейного захисту і автоматики.

Призначення релейного захисту:

- відключення ушкодженого елемента від ділянки мережі, а також зберігання нормального режиму роботи системи;
- виявлення порушень нормальних режимів роботи обладнання, які можуть призвести до аварії і подача попереджувальних сигналів обслуговуючому персоналу, або відключення обладнання з витримкою часу;
- відновлення нормального режиму електропостачання споживачів шляхом дії елементів системи автоматики.

Основним видом релейного захисту є струмовий захист. Для даного захисту величиною впливу є струм, який протікає по струмоведучим частинам електричного устаткування у місці включення захисту. Захист, вимірювальний пристрій якого порівнює значення струмів у різних кінцях ділянки, яка захищається, називається диференційним. Захист, для якого величиною впливу є напруга, називається захистом напруги. В повітряних лініях 35 кВ і вище використовується дистанційний захист, в якості вимірювального органу в ньому застосовується реле опору. В магістральних лініях 110 кВ і вище застосовують високочастотний захист, який виконує порівняння значень струму або потужності на різних кінцях ліній. Передача інформації виконується за допомогою струмів високої частоти по каналу зв'язку.

При проектуванні релейного захисту систем електропостачання необхідно враховувати:

- схеми первинних з'єднань існуючих мереж району електропостачання та району, який проектується;

- необхідний рівень надійності електропостачання струмоприймачів, їх режими роботи;
- технічні вимоги, які пред'являються до захисту електрообладнання.

2. Класифікація та характеристика реле і параметри реле різних видів та типів

Одним з основних елементів пристроїв релейного захисту є реле. Реле являє собою пристрій, в якому вихідний сигнал $y_{\text{вих}}$ змінюється стрибкоподібно, в залежності від зміни вхідної величини $u_{\text{вх}}$.

Коли вихідний сигнал змінився стрибкоподібно, кажуть, що реле спрацювало.

Тобто є два стійких стани реле: реле в неспрацьованому стані – вихідний сигнал $y_{\text{вих}}=0$, реле в спрацьованому стані $y_{\text{вих}}=1$. Величина вхідного сигналу $u_{\text{вх}}$, за якого реле спрацьовує, називають уставкою спрацювання реле.

Ще однією особливістю реле є наявність його гістерезисної характеристики.

Пояснимо сутність гістерезисної характеристики на прикладі реле максимальної дії. У разі збільшення вхідного сигналу $u_{\text{вх}}$ до величини, за якій реле спрацьовує, тобто до уставки реле – $u_{\text{вх}} = u_{\text{с.р}}$ (точка 1 на рис. 2.1) вихідна величина $y_{\text{вих}}$ зміниться стрибком (точки 1, 2). За подальшого збільшення вхідного сигналу $u_{\text{вх}}$ ніяких змін вихідної величини не відбувається (точки 2, 3). Після зменшення вхідного сигналу $u_{\text{вх}}$ до значення $u_{\text{пов.р}}$ (точка 5) реле повернеться у вихідний стан (точки 4, 5). Тобто повернення реле у вихідний стан здійснюватиметься за значенням вхідної величини $u_{\text{вх}} = u_{\text{пов.р}}$, яке є меншим від величини вхідного сигналу, за якого реле спрацьовує – $u_{\text{пов.р}} < u_{\text{с.р}}$.

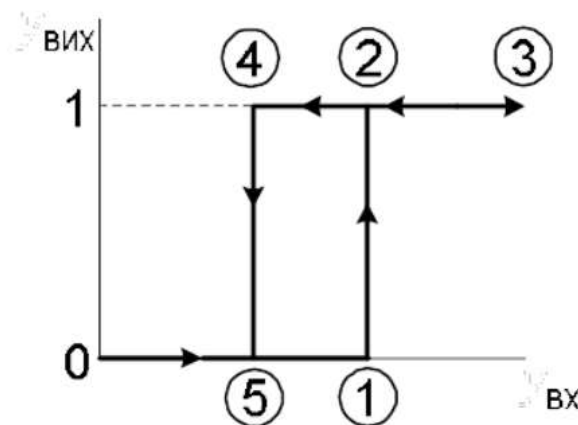


Рисунок 2.1 – Гістерезисна характеристика реле

Гістерезис характеристики реле визначають коефіцієнтом повернення реле $k_{\text{пов}}$, величину якого розраховують з виразу

$$k_{пов} = \frac{y_{пов}}{y_{с.р}} .$$

Розрізняють реле максимальної або мінімальної дії. Реле максимальної дії спрацьовують за збільшення рівня вхідного сигналу до уставки спрацювання. Реле мінімальної дії спрацьовують за зменшення рівня вхідного сигналу до уставки спрацювання. Для реле максимальної дії $k_{пов} < 1$, для реле мінімальної дії $k_{пов} > 1$.

В залежності від способу увімкнення реле (способу підведення вхідного сигналу) розрізняють первинні та вторинні реле. Первинні реле вмикають безпосередньо в первинне (силове) електричне коло. Вторинні реле вмикають у первинне коло через первинні вимірювальні перетворювачі струму чи напруги. Первинними вимірювальними перетворювачами слугують зазвичай трансформатори струму та трансформатори напруги.

Залежно від дії на комутаційний апарат розрізняють реле прямої дії та реле опосередкованої дії. Реле прямої дії діють безпосередньо на механізм вимкнення комутаційного апарата. В реле прямої дії рухлива система яких механічно пов'язана із пристроєм комутаційного апарата, що відключає. Реле опосередкованої дії діють на комутаційний апарат через проміжні елементи, наприклад, через електромагніти вимкнення вимикачів.

За призначенням реле розділяють на:

- вимірювальні реле (струму, напруги, опору, потужності, частоти, температури, рівня) можуть бути максимальної або мінімальної дії;
- логічні реле (проміжні, двохпозиційні, часу, сигнальні).

Вимірювальні реле контролюють режими роботи об'єкту, який захищається. Вони характеризуються наявністю опорних елементів у вигляді каліброваних пружин, джерел стабільної напруги, струму і т.п. Вимірювальні реле мають високу чутливість і високий коефіцієнт повернення. Максимальні реле спрацьовують при підвищенні контрольованого параметра, а мінімальні - при зниженні.

Логічні реле спрацьовують по команді вимірювальних реле і використовуються в логічних частинах схем релейного захисту. Вони призначені для розмноження сигналів, які отримані від інших реле, їх посилення та передачі команд іншим апаратам - проміжним реле, створення витримок часу між окремими операціями, та для реєстрації дії реле.

За способом включення вимірювальні реле поділяються на первинні, які включаються на струм і напругу елемента, що захищається, і вторинні, які включаються через вимірювальні трансформатори.

За виконанням реле поділяються на:

- електромеханічні, з рухливими елементами і контактними системами;
- статичні, без рухливих елементів і контактів (напівпровідникові, електронні, мікропроцесорні, мікроелектронні).

Мікропроцесорні захисти є перспективою розвитку новітніх технологій релейного захисту. Застосування мікропроцесорної техніки дозволяє виконувати пристрої релейного захисту високої надійності і чутливості. Їх

виготовляють децентралізованими, інтегрованими і вони мають як функції захисту, так і функції автоматичного повторного включення, автоматичного включення резерву і т.п.

Принцип дії та особливості виконання реле ***Електромеханічні реле***

Одним з основних елементів пристроїв релейного захисту та автоматики (РЗА) є реле. Переважно застосовують електромеханічні реле. Хоча останнім часом у зв'язку з впровадженням в експлуатацію пристроїв РЗА, виконаних за цифровими принципами, питома частина електромеханічних реле поступово зменшується. Але навіть в пристроях РЗА, виконаних на цифровій основі, застосовують електромеханічні реле. Це, зазвичай, вихідні реле. Намагання замінити ці вихідні реле електронними (транзисторними чи симісторними ключами) поки що успіху не мали. Тому в найближчому майбутньому в пристроях РЗА, виконаних як на електромеханічній, так і на цифровій основі, застосовуватимуть електромеханічні реле.

Принцип роботи електромеханічних реле оснований на взаємному перетворенні електричних та механічних величин.

Залежно від принципу роботи розрізняють такі електромеханічні реле:

- електромагнітні;
- індукційні;
- магнітоелектричні;
- електротеплові.

Найпоширенішими в пристроях РЗА є реле, робота яких основана на електромагнітному принципі.

Основним елементом цих реле є електромагніт, до якого притягується рухомий якір (рис. 2.2). Залежно від переміщення рухомого якоря розрізняють системи:

- з поворотним якорем;
- з поперечним рухом якоря;
- з прямохідним рухом якоря.

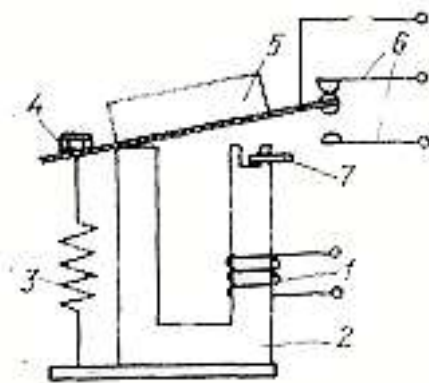


Рисунок 2.2 – Схема будови електромагнітного реле:

1 — котушка; 2 — осердя; 3 — відтягувальна пружина; 4 — гайка регулювальна; 5 — якір; 6 — контакти; 7 — короткозамкнутий виток.

Реле з поворотним якорем (реле клапанного типу) (рисунок 2.3, а) мають значний надлишковий момент в кінці ходу якоря, що забезпечує добре притискання контактів. Тому реле такого типу широко використовуються в якості проміжних реле із великою кількістю контактів. На базі цієї системи також виконують вказівні реле. Ці реле мають значне споживання електроенергії та низький коефіцієнт повернення.

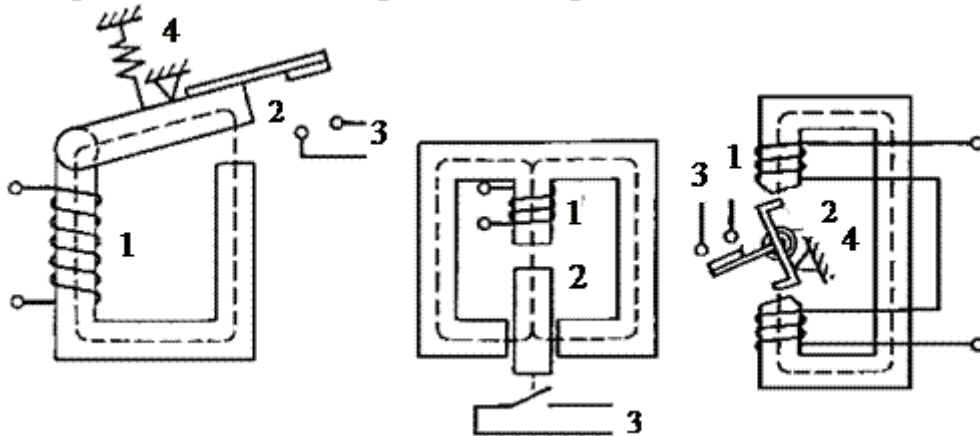


Рисунок 2.3 – Схеми електромагнітних реле
а – клапанного типу; б – соленоїдного типу; в – з поперечним рухом якоря.

Реле з прямохідним рухом якоря (соленоїдного типу) (рис. 2.3, б) мають великий хід якоря і забезпечують значне зусилля. Таку систему використовують для виготовлення реле прямої дії та деяких типів проміжних реле.

У реле з поперечним рухом якоря (рисунок 2.3, в) вибором раціональних профілів полюсів електромагніту і самого якоря можна одержати різну залежність моменту повороту якоря від кута повороту. У таких реле можна використати значно більші кути повороту якоря, ніж у реле інших системи.

Реле з поперечним рухом якоря мають низьке споживання електроенергії, високий коефіцієнт повернення та високу точність спрацьовування. Систему з поперечним рухом якоря використовують у вимірювальних реле струму та напруги.

Розглянемо принципи та особливості роботи електромагнітних реле на основі типових реле, які застосовують в електроенергетиці.

Найпоширенішим реле електромагнітного типу з поворотним якорем є реле струму серії РТ-40 та реле напруги РН-50.

Реле серії РТ-40

Ці реле реагують на зміну струму джерела струму. За способом увімкнення в первинне коло – це вторинні реле, їх під'єднують до вторинних кіл трансформаторів струму. За способом дії – опосередкові – діють на привід вимикачів через додаткові проміжні реле.

Електромагнітні реле струму застосовують у струмових захистах (струмова відсічка, струмова відсічка з витримкою часу, максимальний

струмовий захист, диференційний захист, захисти від замикань на землю тощо).

Реле серії РТ-40 виготовляють в різних модифікаціях:

- РТ-40/Н, де Н – максимальне значення уставки за струмом;
- РТ-40/1Д – реле з великою кратністю тривалого допустимого перевантаження струмом;
- РТ-40/Ф – реле з пониженою чутливістю до вищих гармонік у струмі;
- РТ-40/Р-1, РТ-40/Р-5 – реле з суматором струмів для спеціальних захистів, а також пристрою резервування відмови вимикачів (ПРВВ).

Серійно виготовляють такі струмові реле серії РТ-40: РТ-40/0.2; РТ-40/0.6; РТ-40/2; РТ-40/6; РТ-40/10; РТ-40/20; РТ-40/50; РТ-40/100; РТ-40/200; де цифри після риски означають найбільший струм спрацювання, а також реле РТ-40/Р-1; РТ-40/Р-5; РТ-40/1Д; РТ-40/Ф.

Конструкція реле типу РТ-40 наведена на рис. 2.4.

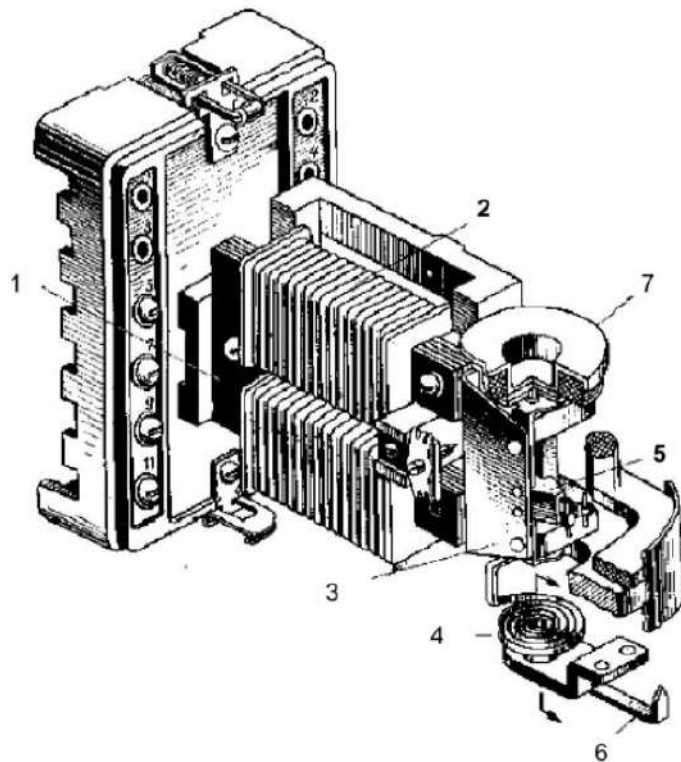


Рисунок 2.4 – Конструкція реле серії РТ-40

Основним елементом реле є електромагніт 1, що складається з П-подібного осердя, виконаного з шихтованої сталі, на якому розташовані дві котушки. Передбачена можливість з'єднувати ці котушки послідовно або паралельно.

Електромагніт притягає феромагнітний якор 3, до якого прикріплено контактний місток 5. До осі, щодо якої обертається якор, закріплена спіральна пружина 4, момент якої регулює важіль 6, чим змінюється параметр спрацювання (уставка) реле.

Намагнічувальна сила F , що діє на притягання якоря до осердя, пропорційна квадратові потоку Φ , що пронизує якір 2

$$F = k_1 \Phi^2 .$$

Враховуючи, що магнітний опір магнітопроводу осердя набагато менший від магнітного опору повітряного проміжку між магнітопроводом та якорем, магнітний потік є прямо пропорційний ампер-виткам котушки ($I_p w$) та обернено пропорційний величині проміжку між магнітопроводом та якорем:

$$\Phi = k_2 \frac{I_p w}{l} ,$$

де w – кількість витків обмотки;

$i_p = I_{p.макс} \sin \omega t$ – значення струму, який протікає в обмотці реле;

l – відстань між якорем і осердям;

k_2 – коефіцієнт пропорційності.

Підставивши вираз для визначення магнітного потоку, отримаємо вираз для визначення сили F притягання якоря:

$$F = k_3 \frac{I_p^2 w^2}{l^2} ,$$

де $k_3 = k_1 k_2^2$ – коефіцієнт пропорційності.

Враховуючи, що по обмотці реле протікає змінний струм, сила притягання якоря визначатиметься як

$$F = k_3 \frac{w^2}{l^2} I_{p.макс}^2 \sin^2 \omega t = k_3 \frac{w^2}{l^2} \cdot 2 I_p^2 \cdot \frac{1}{2} (1 - \cos 2\omega t) = k_3 \frac{w^2}{l^2} I_p^2 - k_3 \frac{w^2}{l^2} I_p^2 \cos 2\omega t ,$$

де $I_p = \frac{I_{p.макс}}{\sqrt{2}}$ – діюче значення струму в обмотці реле.

Якір притягається з постійним зусиллям

$$F' = k_3 \frac{w^2}{l^2} I_p^2$$

та зі знакозмінним зусиллям

$$F'' = k_3 \frac{w^2}{l^2} I_p^2 \cos 2\omega t .$$

Друга складова з подвійною частотою F'' діє на якір і спричиняє його вібрацію. Для зменшення її дії на якорі в реле РТ-40 розміщено масивний диск 7 (рис. 2.4), який виконує функцію динамічного демпфера. Він являє собою пластмасовий циліндр з алюмінієвою кришкою, заповнений кварцовим піском.

Електромагнітна сила $F_{ем}$, що діє на якір реле, пропорційна квадратові струму, який протікає по обмотці реле. За незмінного струму збільшення кількості витків приводить до значного збільшення електромагнітної сили, зменшення – до значного зменшення цієї сили, оскільки її постійна складова $F' = F_{ем}$ прямо пропорційна квадратові витків. У реле може бути передбачена

можливість змінювати кількість витків, вмикаючи дві півобмотки послідовно або паралельно.

Електромагнітна сила обернено пропорційна квадрату відстані l між якорем та сердечником. У разі значних змін l , що відбуваються під час переміщення якоря, істотно змінюються деякі характеристики реле, зокрема значно знижується коефіцієнт повернення реле. Тому в реле серії РТ-40 застосовують конструкцію з поперечним рухом якоря – так званий Г-подібний профіль якоря. Для такої конструкції повітряний проміжок у крайніх положеннях якоря (відповідно $l_{\text{початку}}$ та $l_{\text{кінцеве}}$) відрізняється незначно.

Реле серії РН-50

Електромагнітні реле напруги реагують на зміну напруги джерела напруги (збільшення - реле максимальної дії, зменшення – реле мінімальної дії).

За способом увімкнення в первинне коло – це вторинні реле, їх під'єднують до вторинних кіл трансформаторів напруги. За способом дії – опосередковані – діють на привід вимикачів через додаткові проміжні реле.

Електромагнітні реле напруги застосовують у пристроях автоматичного вмикавання резерву (АВР), автоматичного повторного вмикавання (АПВ), максимальних струмових захистах з пуском від зниження напруги, у схемах контролю живлення різних елементів тощо.

Реле напруги серії РН-50 виготовляють у таких модифікаціях:

- РН-53/Н, РН-54/Н – для під'єднання до кіл змінної напруги, де Н – максимальне значення уставки напруги;
- РН-51/М – для під'єднання до кіл постійної напруги;
- РН-53/60Д – застосовують для кіл, де може виникнути напруга, яка значно перевищує напругу спрацювання;
- РН-58 – реле з підвищеним коефіцієнтом повернення (до 0,95);
- РНН-57 – має фільтр на частоті 150 Гц, тобто є нечутливим до вищих гармонічних складових, застосовують у колах із спотвореною формою напруги;
- РН-55 – реле, які застосовують у колах контролю синхронізму та блокувань від несинхронних увімкнень. На відміну від попередніх реле, ці реле мають дві незалежні та ізольовані одна від одної обмотки.

Промисловістю виготовляють такі серії реле напруги: серії РН-50: РН-53/60, РН-54/48, РН-53/200, РН-54/160, РН-53/400, РН-54/320, РН-53/60Д, РН-51/М34, РН-51/М56, РН-51/М78, де цифри після риски означають найбільшу напругу спрацювання реле; реле РН-58; реле серії РН-55: РН-55/90, РН-55/120, РН-55/130, РН-55/160, РН-55/200, де цифра після риски означає номінальну напругу реле.

Конструкція реле типу РН-50 така сама, як і реле струму серії РТ-40 (рис. 2.4). Принцип роботи цього електромагнітного реле аналогічний принципу роботи реле струму РТ-40. В реле серії РН-50 відсутній на якорі механічний демпфер 7. На реле напруги серії РН-50 для зменшення дії сили притягання подвійної частоти застосовують схему випрямленої напруги (рис.

2.5). Тобто обмотка реле KV реагує на випрямлену напругу, яка пропорційна вимірювальній напрузі.

За такого під'єднання по обмотці реле KV протікатиме струм i_2 , який має дві складові: знакозмінна складова, яку визначають з виразу

$$i_2' = \frac{1}{2} I_p \sin 2\omega t$$

та постійна складова

$$i_2'' \cong \frac{1}{2} I_p$$

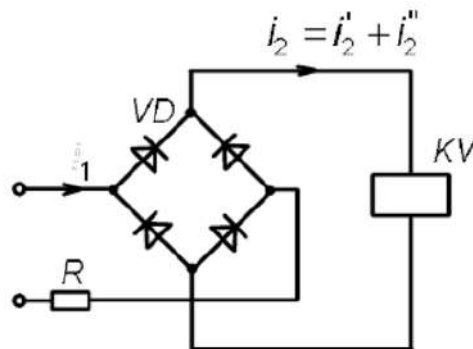


Рисунок 2.5 – Схема увімкнення обмотки реле напруги РН-50

У цьому разі знакозмінне зусилля, яке спричиняє вібрацію якоря, буде створюватись знакозмінною складовою і визначатись з виразу

$$F_2'' = \frac{1}{4} k_3 \frac{w^2}{l^2} I_{p \max}^2 \cos 4\omega t,$$

що в два рази менше ніж, наприклад, в реле типу РТ-40. Тому на якір переважно діятиме сила, створена постійною складовою випрямленого струму.

3. Основні вимоги до релейного захисту та систем автоматики електричних мереж

До релейного захисту пред'являються основні вимоги, які пов'язані з його призначенням (функціями): селективність, швидкодія захисту; чутливість; надійність технічних пристроїв.

Селективність – це спроможність релейного захисту виявляти місце ушкодження і відключати його тільки найближчими до нього вимикачами. Селективність забезпечується відповідним вибором витримки часу, яка діє для мереж з одностороннім джерелом живлення, і повинна збільшуватись по напрямленню від споживачів до джерела живлення. Струм спрацьовування і час спрацьовування – основні параметри роботи максимального струмового захисту. При короткому замиканні (рисунок 6.1) у точці К1 струм короткого замикання протікає через апарати захисту Q1, Q2, Q3 і всі вони можуть

спрацювати. Однак захист повинен відключити ушкоджену лінію тільки вимикачем Q1.

Швидкодія - це здатність релейного захисту відключати ушкодження з мінімально можливою витримкою часу. Допустимий час протікання струму через обладнання, який не викликає його ушкодження і зберігає стійкість паралельної роботи генераторів в системі визначається з урахуванням конкретних умов і дотриманням нормативів державних стандартів на обладнання. Ушкодження на лініях 110...220 кВ необхідно відключати за час не більше 0,15...0,3 с., на лініях 6...35 кВ - не більше 1,5...3 с. Час спрацювання сучасних електронних і мікропроцесорних захистів складає 0,01...0,04 с.

Чутливість - це властивість захисту надійно спрацювати при к. з. наприкінці ділянки, що захищається, в мінімальному режимі роботи системи. Захист, повинен мати таку чутливість до таких видів ушкоджень і порушень нормального режиму роботи в даній електричній установці або електричній мережі, на які вона розрахована. Наприклад захист 3 (рисунок 6.1), який встановлений на вимикачу трансформатора повинен відключати ушкодження на ділянці, де він встановлений і резервувати захист зони 2 при виникненні к. з. на наступній ділянці у випадку його відмови або відмови вимикача.

Чутливість захисту оцінюється коефіцієнтом чутливості, який обумовлений відношенням мінімального значення величини, яка контролюється при к. з. наприкінці ділянки, що захищається, до уставки захисту ($k_{\text{ч}} > 1$).

Надійність - це властивість захисту правильно і безвідмовно діяти на відключення вимикачів обладнання при к. з. у межах установленної для нього дії. Не діяти в нормальних умовах, а також при таких ушкодженнях і порушеннях нормального режиму роботи, при яких дія даного захисту не передбачена, і повинен діяти інший захист.

Вимога надійності забезпечується досконалістю принципів захисту і конструкцією апаратури, добротностю деталей, простотою виконання, а також рівнем експлуатації. У сучасних мікропроцесорних та мікроелектронних пристроях захисту існують вмонтовані системи автоматичної й тестової перевірки, які дозволяють швидко виявити несправності, які з'явилися, і тим самим запобігти відмові або неправильній роботі захисту.

Тема 3. Елементи пристроїв РЗ

1. Первинні вимірювальні перетворювачі струму

Первинні вимірювальні перетворювачі струму призначені для ізоляції вторинних вимірювальних кіл від первинних силових кіл, а також для створення стандартної шкали вторинних номінальних струмів.

Первинними вимірювальними перетворювачами можуть бути трансреактори, електромагнітні давачі, трансформатори без магнітопроводу, оптико-електронні перетворювачі. Сьогодні в енергосистемах найширшого застосування набули електромагнітні давачі – трансформатори струму (ТС).

Ізоляція первинних силових кіл, які є, зазвичай, високовольтними, необхідна для створення безпечних умов роботи у вторинних колах – колах вимірювання, управління, обліку тощо. Крім того, ізоляція вторинних кіл від первинних потрібна для захисту самого обладнання вторинних кіл, тому що воно розраховане на роботу за низьких напруг (до 1000 В).

Для забезпечення уніфікації вторинного обладнання введена стандартна шкала вторинних номінальних струмів. Це струми 5 А, а також 1 А. Це значить, що стандартні трансформатори струму, які мають різний первинний номінальний струм, що, своєю чергою, залежить від класу напруги та потужності силового обладнання, мають номінальний вторинний струм 5 А (1 А). В енергосистемах України трансформатори струму, які експлуатуються в електроустановках напругою 330 кВ та вище, зазвичай, використовують з номінальним вторинним струмом 1 А. Для нижчого класу напруг використовують трансформатори струму з номінальним вторинним струмом 5 А. Для мереж нижчого класу напруг (до 330 кВ) можливе використання трансформаторів струму з номінальним вторинним струмом 1 А у разі організації диференційних захистів шин. За кордоном, зазвичай, використовують трансформатори струму з номінальним вторинним струмом 5 А для всіх класів напруг.

Одноамперні трансформатори струму можуть нести навантаження в 25 разів більше, ніж п'ятиамперні за такого самого первинного номінального струму. Тому для таких трансформаторів струму можна застосовувати для з'єднання вторинного навантаження довгі провідники малого перерізу.

Первинні номінальні струми трансформаторів струму, що встановлені в об'єктах електричних мереж, також стандартизовані: 15, 20, 30, 40, 50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 750, 800, 1000, 1200, 1500, 2000, 3000 А. Встановлені в колах статорів синхронних генераторів (компенсаторів) трансформатори струму мають більші первинні номінальні струми, що залежить від класу напруги та потужності цих синхронних машин.

Інформацію про струм у первинному колі, крім застосування електромагнітного принципу, можна одержати і іншими способами. Найперспективнішими з них є два напрямки: застосування оптико-електронних перетворювачів та застосування котушок Роговського.

У першому випадку спеціальні оптико-електронні перетворювачі - оптичні трансформатори струму (ОТС) перебувають безпосередньо у

первинному колі. В ОТС використовують ефект Фарадея - ефект пропорційної залежності кута повороту лінійно поляризованого світла від дії величини напруженості магнітного поля електричного струму. Важливою особливістю ОТС є можливість без контакту з проводом вимірювати (реєструвати тощо) миттєві значення струму довільної форми, зокрема – постійну та низькочастотні складові струму. Сигнал від ОТС передається по оптико-волоконному кабелю безпосередньо до спеціальних перетворювальних пристроїв, де перетворюється в електричний сигнал (цифровий або аналоговий), що підводиться безпосередньо до пристроїв РЗА. Такі серійні високовольтні ОТС вже виготовляють відомі зарубіжні фірми, зокрема фірма NxtPhase.

Котушка Роговського являє собою трансформатор без магнітного осердя, в якому первинний струм наводить ЕРС у вторинній обмотці через повітря. Потужність таких трансформаторів звичайно невелика і недостатня для роботи пристроїв РЗА, виконаних на електромеханічній базі. Сучасні пристрої РЗА виконують на цифровій основі і для їх роботи не потрібно джерел інформації великої потужності. Тому останнім часом, особливо за кордоном, створення первинних перетворювачів струму на основі котушки Роговського є перспективним напрямом. Основною перевагою такого підходу є відсутність в первинному перетворювачі магнітопроводу. Тому такий перетворювач має лінійну характеристику залежності напруги на вторинній обмотці від первинного струму, не спотворює форми первинного струму. Тобто має істотно меншу похибку порівняно з традиційним електромагнітним трансформатором струму. Крім того, первинний вимірювальний перетворювач струму, виконаний на основі котушки Роговського, має менші габарити та дешевший порівняно з традиційними електромагнітними перетворювачами. Подібні серійні високовольтні трансформатори струму теж вже виготовляють відомі закордонні фірми, зокрема фірма АВВ.

Однак в Україні в найближчому майбутньому експлуатуватимуться традиційні електромагнітні перетворювачі струму.

Принцип роботи трансформатора струму

Трансформатор струму являє собою звичайний трансформатор (рис. 3.1), осердя якого виконане з трансформаторної сталі, первинна обмотка затискачами Л1, Л2 увімкнена безпосередньо в струмове коло силового обладнання, а до затискачів И1, И2 вторинної обмотки приєднують відповідне навантаження – пристрої релейного захисту, автоматики, лічильники електричної енергії тощо.

По первинній обмотці (кількість витків w_1) трансформатора струму протікає струм I_1 , що створює намагнічувальну силу $F_1 = I_1 w_1$. Під дією цієї намагнічувальної сили в магнітопроводі трансформатора створюється магнітний потік Φ_1 , що індукуює у вторинній обмотці (кількість витків w_2) ЕРС. Якщо вторинна обмотка замкнена на навантаження, то під дією цієї ЕРС у вторинній обмотці протікатиме струм, що своєю чергою буде створювати намагнічувальну силу $F_2 = I_2 w_2$ і, відповідно, магнітний потік Φ_2 .

Потік Φ_2 за законом Ленца протидіятиме магнітному потоку Φ_1 . Намагнічувальні сили, створювані первинною та вторинною обмотками, та відповідні їм магнітні потоки векторно підсумовуються, створюючи результуючий магнітний потік Φ .

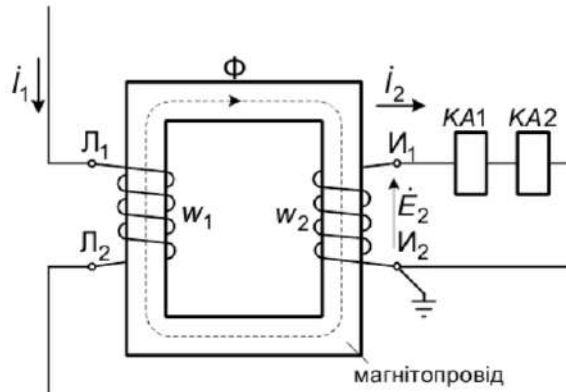


Рисунок 3.1 – Принцип роботи трансформатора струму

Отже, математичну модель трансформатора описують рівняннями:

$$\dot{I}_1 w_1 + \dot{I}_2 w_2 = \dot{I}_\mu w_2$$

$$\dot{\Phi}_1 + \dot{\Phi}_2 = \dot{\Phi}_1 .$$

Результуючий магнітний потік в осерді створюється намагнічувальною силою $I_\mu w_1$, тобто струм намагнічування I_μ є частиною первинного струму I_1 . Отже, наведене значення вторинного струму відрізняється від первинного струму на величину струму намагнічування

$$\dot{I}_2 = - \left(\frac{\dot{I}_1}{n_{TA}} - \frac{\dot{I}_\mu}{n_{TA}} \right),$$

де $n_{TA} \approx \frac{w_2}{w_1}$ - коефіцієнт трансформації трансформатора струму, розрахований як співвідношення витків відповідно вторинної та первинної обмоток.

Режим роботи трансформатора струму максимально наближений до режиму короткого замикання вторинної обмотки. За цього режиму струм намагнічення незначний і досягає до 10% від значення вторинного струму. У разі розімкнення вторинної обмотки струм намагнічення різко зростає. Тоді струм намагнічення дорівнює первинному струму, різко зростає магнітний потік, що спричиняє перегрів магнітопроводу трансформатора струму, можливу його загоряння. Також в цьому разі різко зростає ЕРС E_2 на вторинній обмотці, що становить небезпеку для обслуговуючого персоналу.

Тому розмикання вторинної обмотки трансформатора струму під час його роботи (за протікання струму в первинній обмотці) недопустимо!

Відповідно до ПУЕ трансформатори струму, які використовують у схемах РЗА, повинні забезпечити такі умови роботи:

- точну роботу пристроїв РЗА – за розрахунковим значенням струму $I_{I\text{розр}}$ повна похибка ТС не повинна перевищувати 10%;
- забезпечувати надійну роботу вимірних органів РЗА у разі протікання максимального струму трифазного к.з., коли можливе спотворення форми кривої вторинного струму;
- відсутність небезпечної для вторинного обладнання та персоналу перенапруги, яка може виникати на вторинній обмотці під час максимального режиму к.з.

Умовне та позиційне позначення трансформатора струму наведене на рис. 3.2.

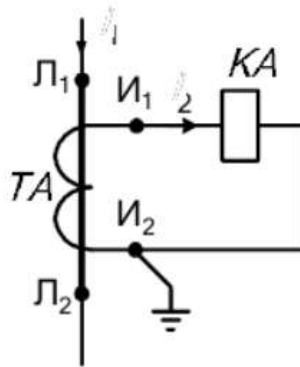


Рисунок 3.2 – Умовне та позиційне позначення трансформатора струму

Початок та кінець первинної обмотки позначають літерами відповідно Л1 та Л2, початок та кінець вторинної обмотки – літерами відповідно И1 та И2.

Маркування полярності обмоток ТС здійснюють так, щоби напрямок струму в первинній обмотці від Л1 до Л2 збігався з напрямком струму від И1 до реле, що увімкнене у вторинній обмотці. Тобто, струм у вторинному колі повинен бути синфазним з первинним струмом. Таке маркування полегшує аналіз роботи пристроїв РЗ для яких напрямки струмів у вторинному колі збігаються з напрямками струмів у первинному колі.

У таблиці 3.1 наведені буквенні позначення трансформаторів струму залежно від їх виконання.

Залежно від призначення пристроїв РЗ існують різні схеми з'єднання обмоток ТС. Схеми з'єднання обмоток ТС необхідно враховувати під час розрахунку параметрів спрацювання пристроїв РЗ – уставок спрацювання, а також під час розрахунку коефіцієнтів чутливості. Тому вводять таке поняття, як коефіцієнт схеми. Цей коефіцієнт визначають для симетричного режиму

$$k_{cx} = \frac{I_p}{I_2}$$

де I_p – струм, який протікає в обмотці реле, наприклад, за нормального режиму;

I_2 – значення струму у вторинній обмотці трансформатора струму, до якого приєднане це реле, за цього ж режиму.

Таблиця 3.1

ТЛМ	ТС малогабаритний, що являє собою литий блок з двома магнітопроводами за різного призначення обмоток (для вимірювання та релейного захисту)
ТОЛК	ТС опорної конструкції, виконаний у вигляді котушки
ТВЛМ	Вмонтований ТС, виконаний у вигляді котушки
ТПЛ	Багатовитковий прохідний ТС
ТПЛУ	ТС посилений за термічною та електродинамічною стійкістю
ТПОЛ	Прохідний одновитковий ТС
ТЛ	ТС для комплектних розподільчих пристроїв
ТОЛ	ТС опорного типу
ТЛМ	ТС, виконаний у вигляді котушки, малогабаритний
ТПЛК	ТС опорно-прохідного типу
ТШЛ	Швидконасичуваний ТС з литою ізоляцією
ТЛЛ	ТС для вимірювання струму в лабораторіях та на випробувальних стендах промислових підприємств
ТШЛ	Шинний ТС з литою ізоляцією
ТШН	Шинний ТС навісного типу
ТШМС	ТС шинний малогабаритний судовий
ТНШ	ТС для електромагнітного устаткування
ТШВ	ТС з повітряною ізоляцією
ТШЛО	ТС шинний опорного типу
ТШВ ТВГ	ТС вмонтований в струмопроводи та в нульові виводи турбогенераторів
ТВ	ТС вмонтовані в олійні вимикачі
ТВТ	ТС вмонтовані в трансформатори та автотрансформатори
ТФЗМ	ТС зовнішнього монтажу з обмотками типу ланки
ТФРМ	ТС зовнішнього монтажу з римовидною вторинною обмоткою
ТФУМ	ТС зовнішнього монтажу з первинною обмоткою U-подібного типу
ТЗЛМ	ТС для схем РЗ від замикань на землю
ТЗФЛ	ТС для схем РЗ від замикань на землю з роз'ємним магнітопроводом

На практиці використовують такі схеми з'єднання обмоток ТС:

– схема повної зірки (рис. 3.3, а). Ця схема дозволяє контролювати всі фазні струми, а також струм нульової послідовностей (реле КА4). Тому таку схему застосовують для пристроїв РЗ, що реагують на всі види к.з. Коефіцієнт схеми за такого з'єднання вторинних обмоток та реле становить $k_s = 1$. Чутливість такої схеми до всіх видів міжфазних к.з. є однаковою;

– двофазна дворелейна схема (рис. 3.3, б) дає змогу безпосередньо контролювати струми в фазах А та С. Тому ця схема знайшла своє застосування в мережах з ізольованою нейтраллю для захистів від міжфазних к.з. Коефіцієнт схеми, як і попередньої, становить 1. Чутливість такої схеми до всіх видів міжфазних к.з. є однаковою;

– двофазна трирелейна схема (рис. 3.3, в) за чутливістю є аналогічна до схеми повної зірки (рис. 3.3, а), але може застосовуватись лише для захистів

від міжфазних к.з. Коефіцієнт схеми 1. Застосовують, як і попередню схему, в мережах з ізольованою нейтраллю;

– однорелейна схема ввімкнення ТС на різницю струмів двох фаз – схему "вісімки" (рис. 3.3, г) застосовують переважно в схемах захисту двигунів невеликої потужності та для живлення випрямних пристроїв, що, своєю чергою, застосовують для живлення оперативним струмом пристроїв РЗ. Коефіцієнт схеми становить 3. Чутливість її до різних видів к.з. є різною – за двофазних к.з. між фазами А та В чи С та В в реле КА протікає струм вторинної обмотки ТС а за двофазного к.з. фаз АС – такий же подвійний струм, причому струм двофазного к.з. в електромережах практично дорівнює 0.87 струму трифазного к.з.; за трифазного к.з. в реле КА протікає струм в 3 рази більший за струм вторинної обмотки ТС;

– схема з'єднання вторинних обмоток ТС в трикутник (рис. 3.3, д). Цю схему застосовують у схемах диференційних захистів трансформаторів для усунення фазового зсуву між струмами в плечах захисту. Але в цьому випадку зростає опір навантаження у вторинній обмотці трансформаторів струму. У диференційних захистів, виконаних на цифровій основі, такий фазовий зсув усувають алгоритмічно і застосовують схему з'єднання вторинних обмоток ТС в зірку. Коефіцієнт схеми з'єднання вторинних обмоток ТС в трикутник становить 3;

– схема з'єднання вторинних обмоток ТС в якості фільтра струму нульової послідовності (рис. 4.3, е). За паралельного з'єднання вторинних обмоток всіх трьох трансформаторів струму в реле протікатиме струм, пропорційний струму нульової послідовності. Струм нульової послідовності $3I_0$ протікає в нульовому проводі, в який увімкнено реле КА4 захисту від к.з. на землю. Оскільки в таких мережах можуть виникати значні струми нульової послідовності – співвимірні з номінальними первинними струмами ТС, то похибки ТС за таких режимів відповідають вимогам РЗ (струмова похибка не більше ніж 10%).

У мережах з ізольованою нейтраллю, де, зазвичай, виникають струми нульової послідовності значно менші за номінальні первинні струми ТС, схема рис. 3.3, е застосування не набула, тому що отриманий таким способом струм нульової послідовності містить значну похибку. Враховуючи, що похибка кожного лінійного трансформатора струму становить 10%, теоретично похибка у визначенні струму нульової послідовності, отриманого за такою схемою, може становити 30%.

Для виявлення та реєстрації струмів нульової послідовності за замикань на землю в кабельних мережах з ізольованою нейтраллю напругою до 35 кВ включно застосовують кабельні трансформатори струму нульової послідовності (рис. 3.3, ж). Магнітопровід такого трансформатора струму охоплює всі три фази (жили) кабеля і ці жили водночас є первинними обмотками (з кількістю витків 1) трансформатора струму. На цей магнітопровід намотана вторинна обмотка з більшою кількістю витків і до неї під'єднане реле КА (за аналогією з рис. 4.3, е). За замикання фази мережі на землю в реле КА протікатиме тільки струм $3I_0$, за відсутності такого

замикання – тільки струм небалансу, що залежить, переважно, від рівня струмів у жилах кабелю. Така конструкція кабельного трансформатора струму нульової послідовності дозволяє реєструвати, за замикання на землю, незначні струми нульової послідовності (від одиниць А), значно менші за лінійні струми (десятки А та більше), що одночасно протікають в фазах (жилах) кабелю, та задовольняє вимоги РЗ.

Крім схем з'єднання наведених на рис. 3.3, на практиці трапляється послідовне з'єднання вторинних обмоток ТС (рис. 3.4, а) та паралельне з'єднання вторинних обмоток ТС (рис. 3.4, б).

Послідовне з'єднання вторинних обмоток трансформаторів струму ТА1, ТА2 (рис. 3.4, а) є з'єднання, за якого у ТА1 кінець вторинної обмотки І2 приєднують до початку вторинної обмотки І1 трансформатора ТА2. За послідовного з'єднання еквівалентний (розрахунковий) опір навантаження на кожен трансформатор зменшується в два рази. Для послідовного з'єднання необхідно використовувати однотипні трансформатори струму з однаковими номінальними вторинними струмами та коефіцієнтами трансформації.

Паралельне з'єднання вторинних обмоток трансформаторів струму ТА1, ТА2 (рис. 3.4, б) є з'єднання, за якого з'єднують однойменні затискачі вторинних обмоток І1, І2 цих трансформаторів. За паралельного з'єднання еквівалентний (розрахунковий) опір навантаження на кожен трансформатор збільшується у два рази.

Під час налагодження пристроїв РЗ перевіряють правильність виконання схеми з'єднань вторинних обмоток трансформаторів струму та реле. Перевіряють повну схему з'єднання трансформаторів струму та реле здійснюють від незалежного джерела струму. Для цього необхідно з'єднати первинні кола трансформаторів струму у відповідну схему за допомогою тимчасових з'єднувальних провідників і подати на них струм від незалежного джерела струму. Рекомендують подавати незначний струм (порядку 10% від номінального). Після цього приладом, наприклад, ВАФ-85, необхідно виміряти струми та їх фази у всіх вітках вторинних кіл трансформаторів струму. Для кожної конкретної схеми правильне увімкнення з'єднувальних провідників повинно унеможливлювати розрив кіл вторинних обмоток ТС, забезпечуючи вільне протікання (трансформацію) вторинних струмів ТС у вторинне навантаження, тобто щоби усі вторинні обмотки всіх ТС схеми були під'єднані до вторинного навантаження.

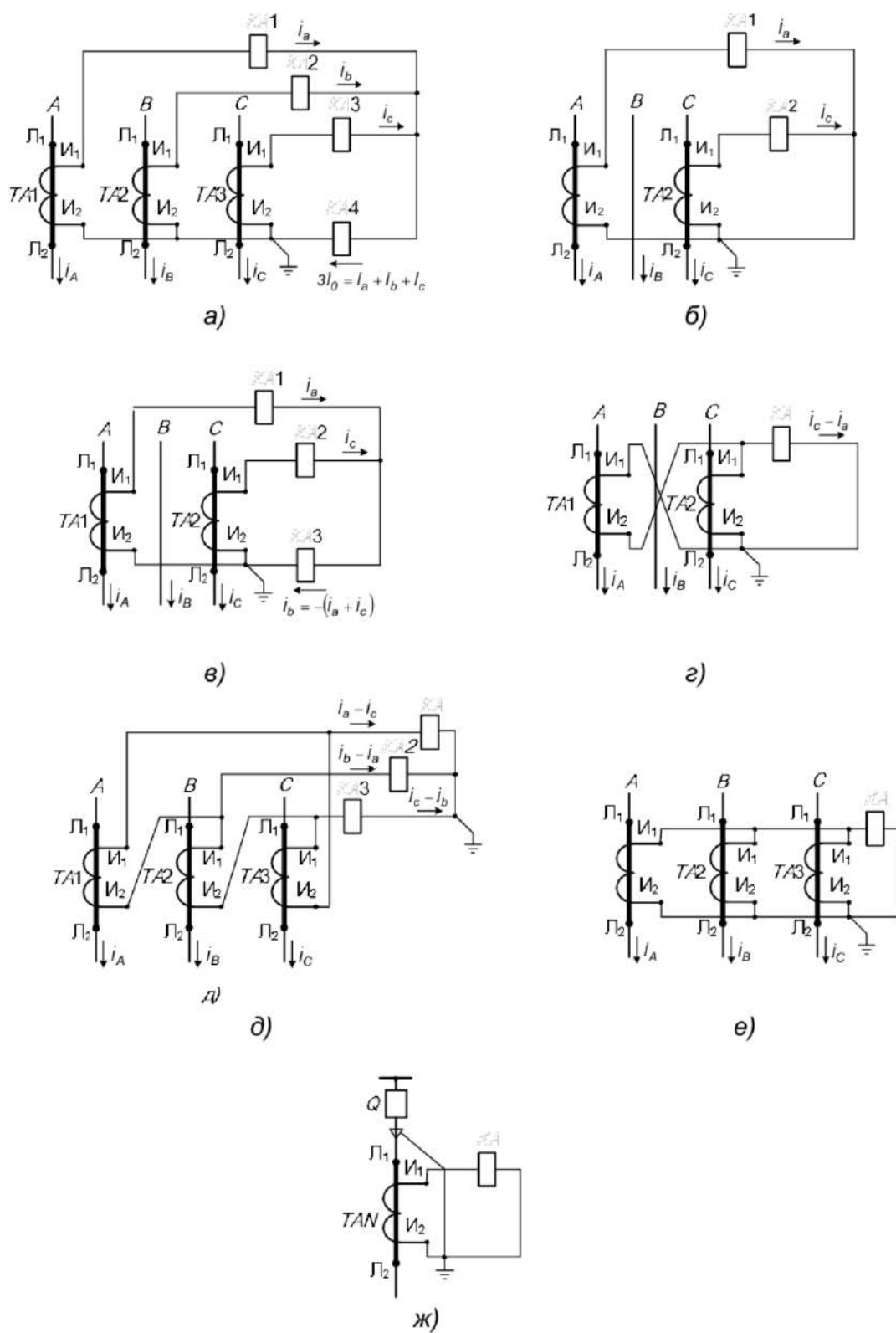


Рисунок 3.3 – Схеми з'єднання вторинних обмоток трансформаторів струму та реле

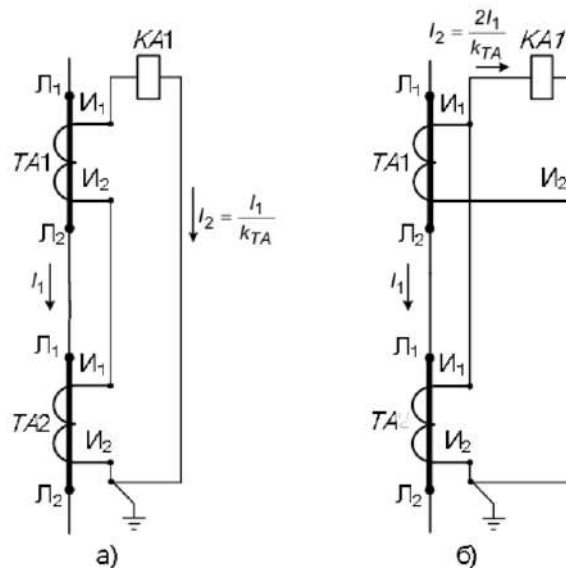


Рисунок 3.4 – Схеми паралельного та послідовного з'єднання вторинних обмоток трансформаторів струму

2. Первинні перетворювачі напруги

Первинні вимірювальні перетворювачі напруги призначені для ізоляції вторинних вимірювальних кіл від первинних силових кіл, а також для створення стандартної шкали вторинних номінальних напруг.

В електроенергетиці сьогодні знайшли застосування первинні вимірювальні перетворювачі напруги, виконані на електромагнітному принципі, конденсаторного типу та оптико-електронні. Найбільше застосовуваними в діючих електроустановках є перші два принципи.

Оптико-електронний принцип ґрунтується на лінійному електрооптичному ефекті Поккельса (1893 р.). Цей ефект полягає в подвійному заломленні поляризованого світла в оптичному середовищі за накладання постійного або змінного електричного поля. Первинні перетворювачі напруги, побудовані на цьому принципі, можуть реєструвати напругу довільної форми з високою точністю, перетворюючи її в аналоговий та цифровий сигнали. Очевидно, що в них відсутні недоліки електромагнітних перетворювачів (насичення магнітопроводу, явище ферорезонансу тощо). Відомі фірми світу (зокрема, General Electric) вже серійно випускають та впроваджують в експлуатацію такі оптико-електронні первинні перетворювачі напруги. Однак їх вартість поки що значно більша за вартість традиційних перетворювачів напруги (електромагнітних, конденсаторних), що стримує їх застосування в Україні.

Електромагнітні трансформатори напруги

Найпоширеніші первинні вимірювальні перетворювачі напруги – це перетворювачі напруги, виконані на електромагнітному принципі – трансформатори напруги (ТН).

Для забезпечення уніфікації вторинного обладнання введена стандартна шкала вторинних номінальних напруг. Це напруги 100 В –

лінійна; $100 / \sqrt{3}$ В – фазна; $100/3$ В – на вторинних обмотках, з'єднаних в розімкнений трикутник.

Первинні напруги трансформаторів напруги також стандартизовані і мають такі значення: 3, 6, 10, 15, 20, 24, 27, 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750 кВ.

Трансформатор напруги – трансформатор, осердя якого виконано з високоякісної трансформаторної сталі, первинну обмотку якого (1) приєднують до мережі високої напруги (А, В, С) (рис. 3.5), а до вторинної обмотки (2) приєднують відповідне навантаження – пристрої релейного захисту, автоматики, лічильники електричної енергії тощо.

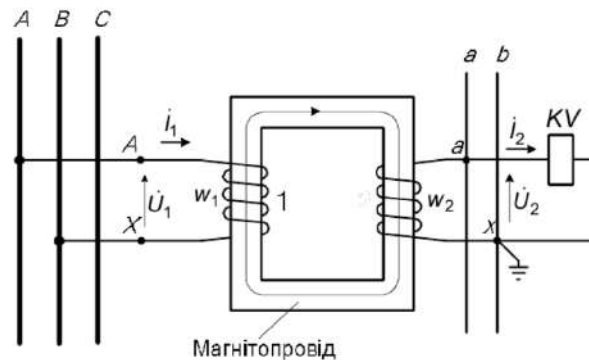


Рисунок 3.5 – Схема двохобмоткового трансформатора напруги

По первинній обмотці (кількість витків w_1) трансформатора напруги під дією первинної напруги U_1 протікає струм I_1 , який створює намагнічувальну силу $F_1 = I_1 w_1$. Під дією цієї намагнічувальної сили в магнітопроводі трансформатора створюється магнітний потік Φ_1 , який індукуює у вторинній обмотці ЕРС E_2 . Якщо вторинна обмотка замкнена на навантаження, то під дією цієї ЕРС у вторинній обмотці (кількість витків w_2) протікатиме струм, що, своєю чергою, буде створювати намагнічувальну силу $F_2 = I_2 w_2$ і, відповідно, магнітний потік Φ_2 .

Потік Φ_2 за законом Ленца протидіятиме магнітному потоку Φ_1 . Намагнічувальні сили, створювані первинною та вторинною обмотками, та відповідні їм магнітні потоки підсумовують, створюючи результуючий магнітний потік $\Phi = \Phi_1 - \Phi_2$.

Відношення витків первинної та вторинної обмоток називають коефіцієнтом трансформації трансформатора напруги. За відсутності навантаження трансформатора напруги, коли $I_2 = 0$, струм у первинній обмотці дорівнює струму намагнічення трансформатора. Такий режим називаємо неробочим (холостого ходу). За цього режиму приведені значення первинної напруги U_1 незначно відрізняється від ЕРС E_1 , тому що за номінальної первинної напруги $U_1 = U_{1ном}$ струм намагнічення ТН не більший за 1% номінального первинного струму ($I_\mu \ll I_{1ном}$), і $U_2 \approx U_{2ном}$. Отже, коефіцієнт трансформації трансформатора напруги можна визначити як співвідношення первинної та вторинної номінальних напруг

$$k_{TV} \approx \frac{w_1}{w_2} \approx \frac{U_{1ном}}{U_{2ном}}.$$

Режим трансформатора напруги – режим, максимально наближений до неробочого режиму.

Умовні та позиційні позначення трансформаторів напруги наведені на рис. 3.6. На рис. 3.6, а показане умовне позначення трансформатора напруги з двома вторинними обмотками – одна з'єднана в зірку, друга – в розімкнений трикутник.

На рис. 3.6, б показане умовне позначення однофазного трансформатора напруги. На рис. 3.6, в показане умовне позначення трансформатора напруги, обмотки якого з'єднані в неповний трикутник. Принципова схема з'єднання такого трансформатора напруги наведена на рис. 3.8.

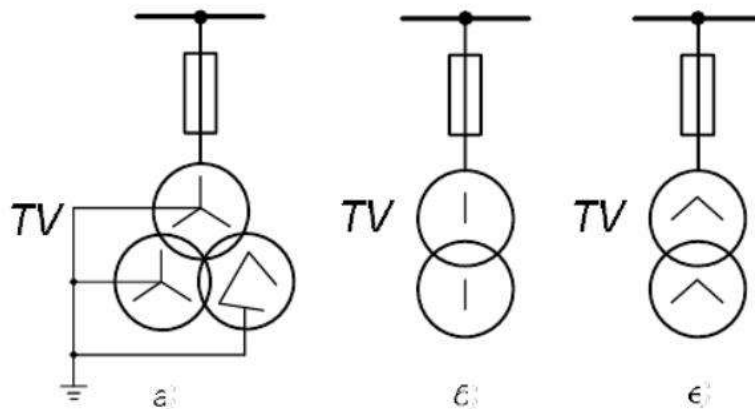


Рисунок 3.6 – Умовні та позиційні позначення трансформаторів напруги

У трансформаторів напруги (ТН) початок та кінець первинної обмотки позначають літерами відповідно А та Х, вторинної обмотки – а та х. Маркування полярності обмоток ТН здійснюють аналогічно, як і для трансформаторів струму.

Початок та кінець первинної обмотки маркують довільно. За початок вторинної обмотки а беруть такий вивід, щоби вторинна напруга U_2 збігалася за фазою з первинною напругою U_1 .

Залежно від призначення пристроїв РЗА відомі різні схеми з'єднання обмоток ТН.

На рис. 3.7 наведена схема приєднання однофазного трансформатора напруги до трифазної мережі (А, В, С). Така схема приєднання дає змогу контролювати лише одну напругу за допомогою реле напруги КВ.

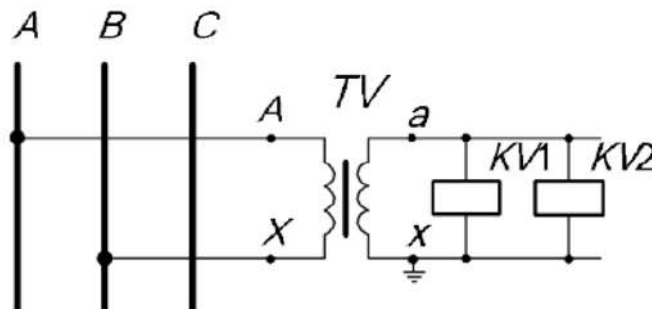


Рисунок 3.7 – Схема з'єднання однофазного трансформатора напруги

На рис. 3.8 наведена схема приєднання до трифазної мережі двох однофазних трансформаторів напруги TV1 та TV2. Таку схему приєднання називають "неповний трикутник". Для її організації кінець первинної обмотки першого трансформатора напруги приєднують до початку первинної обмотки другого трансформатора. Аналогічно з'єднують їх вторинні обмотки. Ця схема дозволяє контролювати всі міжфазні напруги та не дає змоги контролювати фазні напруги відносно землі. За такої схеми не рекомендують вмикати навантаження між фазами а та с, тому що тоді по обмотках обох однофазних трансформаторів напруги протікатимуть додаткові вимушені струми, які істотно збільшують похибки ТН.

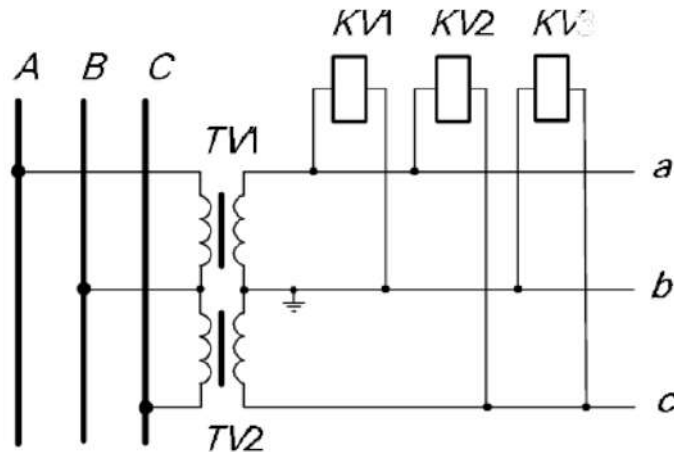


Рисунок 3.8 – Схема з'єднання двох однофазних трансформаторів напруги

На рис. 3.9 наведена схема приєднання до трифазної мережі трьох однофазних трансформаторів напруги TV1, TV 2 та TV3 . Така схема ("зірка – нуль") дозволяє контролювати всі міжфазні напруги (реле KV1, KV 2, KV 3) та всі напруги фаз мережі відносно землі (реле KV 4, KV 5, KV 6). Для контролю за всіма цими напругами можна застосовувати і один трифазний п'ятистріжневий трансформатор напруги. Застосування в такій схемі тристріжневого трансформатора не допускають. Це пояснюється тим, що під час однофазного к.з. в мережі, через його первинні обмотки і через заземлену нейтраль протікають значні струми намагнічення нульової послідовності, які спричиняють недопустиме перегрівання трансформатора напруги, в результаті чого ТН пошкоджується.

Для контролю напруги нульової послідовності U_0 застосовують схему "розімкнений трикутник", що наведена на рис. 3.10. За такою схемою з'єднання до реле KV підводять напругу, пропорційну напрузі нульової послідовності

$$\dot{U}_P = \frac{\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C}{k_{TV}} = \frac{3\dot{U}_0}{k_{TV}}$$

де U_A, U_B, U_C – значення первинних фазних напруг; k_{TV} – коефіцієнт трансформації трансформатора напруги.

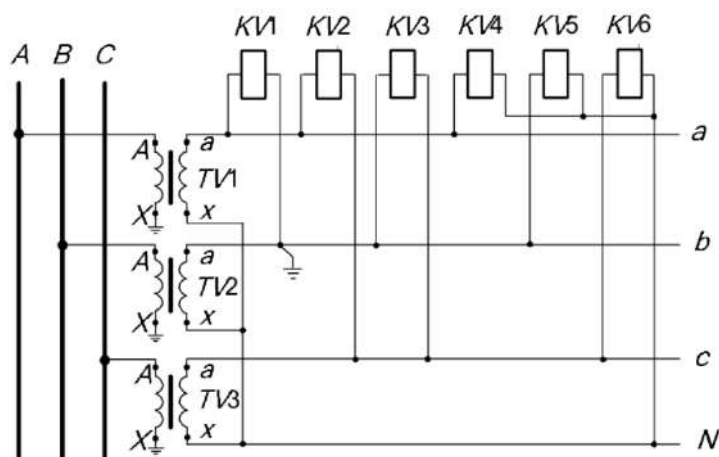


Рисунок 3.9 – Схема з'єднання трьох однофазних трансформаторів напруги

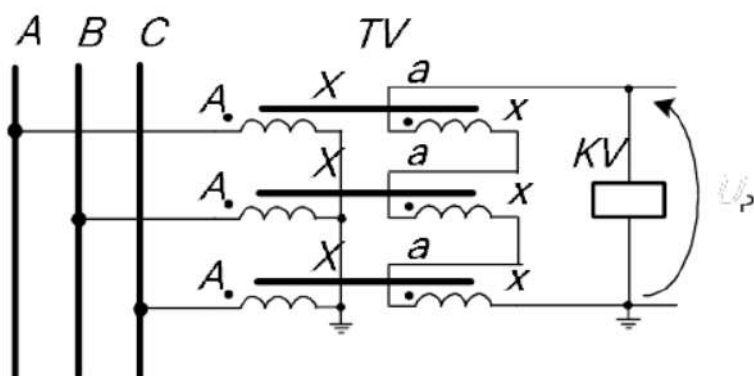


Рисунок 3.10 – Схема з'єднання вторинних обмоток трансформатора напруги у фільтр напруги нульової послідовності

Конденсаторні трансформатори напруги

У мережах напругою 110 кВ та вище застосовують трансформатори напруги каскадного типу. Це дає можливість істотно зменшити габарити трансформаторів та їх вартість. Але каскадні трансформатори напруги мають недостатню точність. Це пояснюють значним імпедансом високовольтичних обмоток трансформатора. Крім того, точність також погіршується за збільшення навантаження на вторинну обмотку трансформатора напруги. Останнє особливо актуальне для великих підстанцій, де є значна кількість вторинного обладнання, яке потребує живлення від кіл напруги. Тому на напруги вище ніж 110 кВ доцільно застосовувати трансформатори напруги конденсаторного типу. Принципова схема такого трансформатора на напругу 750 кВ наведена на рис. 3.11.

У схемі конденсаторного трансформатора напруги є ємнісний дільник напруги (ЄДН) – ряд послідовно сполучених конденсаторів, які утворюють дві послідовно увімкнені групи, що становлять ємності C_1 та C_2 . Ємності цих груп підібрані так, що $C_1 \ll C_2$. Тому напруга, прикладена до групи з ємністю C_2 , є набагато меншою від напруги, прикладеної до входу ЄДН ($U_{C2} \ll U_1$). На практиці $U_{C2} = 10$ кВ.

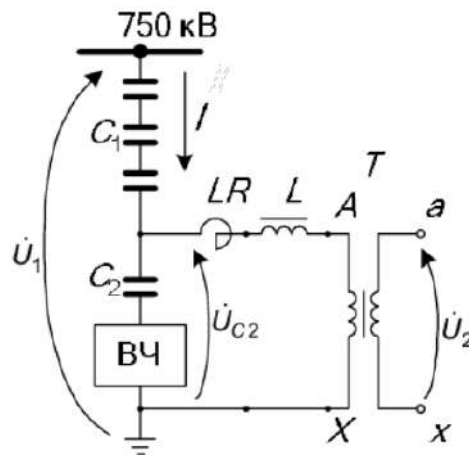


Рисунок 3.11 – Принципова схема трансформатора напруги конденсаторного типу

Відповідно до рис. 3.11 отримуємо

$$\frac{U_{C2}}{U_1} = \frac{C_1}{C_1 + C_2}$$

Напругу U_{C2} підводять до первинної обмотки трансформатора Т. Для трансформатора Т за значення первинної напруги $U_1 = 10$ кВ вторинна напруга $U_2 = 100$ В. Для того, щоби напруга U_2 практично не залежала від величини навантаження (у діапазоні від вимкненого до номінального), у схемі передбачений реактор LR з індуктивністю L_p , що налаштований у резонанс з ємностями $C_1 + C_2$.

Тема 4. Захист і автоматика мереж напругою до 1 кВ

1. Вимоги до захисту мереж до 1 кВ

Відповідно до Правил улаштування електроустановок електричні мережі з напругою до 1 кВ повинні мати швидкодіючі захисти від струмів короткого замикання і захисти від перевантажень із застосуванням плавких запобіжників і автоматичних вимикачів.

Вимоги до захисту:

1. Швидкодія захисту від струмів КЗ.
2. Забезпечення необхідною чутливістю і по можливості селективне вимкнення ділянки.

3. Наявність за необхідності захисту від перевантажень.

Від перевантажень захищаються:

1. Мережі в середині приміщень виконані відкрито прокладеними провідниками з горючою зовнішньою оболонкою або ізоляцією.

2. Освітлювальні мережі в житлових і громадських будівлях, торгових приміщеннях, службово-побутових приміщеннях, промислових підприємствах, включаючи мережі для побутових і переносних електроприймачів, а також мережі пожежонебезпечних зон.

3. Силові мережі на промислових підприємствах, в житлових і громадських будівлях, торгових приміщеннях, якщо за умовами технологічного процесу або за режимом роботи мережі може виникати тривале перевантаження провідників.

4. Мережі усіх видів вибухонебезпечних приміщеннях.

Найпоширенішою є чотирьохпровідна мережа з глухозаземленою нейтраллю, в якій основним пошкодженням є замикання між фазами й окремих фаз на землю, пошкодження ізоляції, яке приводить до однофазного КЗ, обрив фазного або нульового проводу. Неселективність вимкнення допускається, якщо це призводить до виникнення аварії, важких порушень технологічного процесу, великих збитків. Перевантаження можуть викликати перегрів провідників, згоряння ізоляції і пожежі.

Основним захистом є струмовий захист. Використовуються плавкі запобіжники, автоматичні вимикачі, причому перевага надається запобіжникам, якщо немає необхідності в автоматичному введенні резерву та швидкому відновленні живлення від перевантажень, запобіжники економічно неефективні.

При виконанні спеціального захисту використовуються контактори або керовані запобіжники. З автоматики використовуються лише пристрій АВР, що забезпечує необхідну надійність електропостачання споживачів першої категорії.

2. Захист плавкими запобіжниками

Загальні відомості про електротеплові елементи

Найрозповсюдженіший електротепловий елемент - це плавка вставка, яка є вимірювальною і виконавчою частиною плавкого запобіжника. Захист

тим ефективніший, якщо плавка вставка сплавиться раніше, ніж температура елемента який захищається, досягне недопустимих величин. Захисна характеристика запобіжника - це залежність повного часу перегорання вставки від струму, що проходить через неї. Недоліки плавкої вставки:

1. Не захищає при перевантаженні, тобто при малій кратності струму (час перегорання більший, ніж допустимий).

2. Нестабільність часу перегорання, який залежить від довжини, перерізу, матеріалу, форми, величини окислення навколишніх умов.

В РЗ використовуються дві металічні пластини, робота яких ґрунтується на виділенні теплоти при проходженні струму. В електротеплових реле захисні характеристики кращі при малій кратності струму ніж запобіжники.

Недоліки біметалічних пластин:

1. Мала швидкодія, тому вони не використовуються для захисту від КЗ.

2. Залежність захисної характеристики від навколишнього середовища.

Для захисту низьковольтних двигунів використовуємо температурні реле на основі біметалічних елементів і терморезисторів. Опір терморезисторів при певній температурі змінюється стрибками. В температурних реле використовуються позистори, опір яких збільшується.

Плавкі запобіжники – це електричні апарати, призначені для захисту кіл від надструмів. Плавкі запобіжники є апаратами одноразової дії з пофазним вимкненням кола, що захищається.

Вони спрацьовують автономно залежно від ступеня і тривалості впливу струму і не потребують будь-яких зовнішніх вимірювальних і керуючих кіл. Запобіжник – це пристрій, вимірювальною частиною якого є плавка вставка. Він виконує одночасно функції захисту і комутації. Основними елементами запобіжника є плавка вставка і патрон (для запобіжника параметр спрацьовування визначається плавкою вставкою). В електроустановках застосовуються газогенеруючі і кварцові запобіжники різних типів.

В електричних мережах до 1 кВ набули поширення запобіжники типів ПР (запобіжник з розбірним патроном без наповнювача), ПН (запобіжник з наповнювачем і розбірним патроном), НПН (запобіжник з наповнювачем і нерозбірним патроном), а також швидкодіючі запобіжники типів ПНБ, ПБВ і ПБФ.

В електричних мережах понад 1 кВ набули поширення запобіжники типів ПК (запобіжник з кварцовим наповнювачем), ПКТ (для захисту ліній і силових трансформаторів), ПКТН (запобіжник кварцовий для трансформаторів напруги), ПСН (запобіжник стріляючий для зовнішнього використання), ПСНУ (запобіжник стріляючий, керований для зовнішнього використання).

Запобіжник характеризується номінальною напругою $U_{\text{ПР.НОМ}}$, номінальними струмами патрона $I_{\text{ПАТ.НОМ}}$ і плавкої вставки (замінного елемента) $I_{\text{ВСТ.НОМ}}$, номінальним струмом, що вимикається $I_{\text{ПР.ВИМК}}$, а також часо-струмовими характеристиками плавлення плавкої вставки $t_{\text{ПЛ}}=f(I_{\text{П.КЗ}})$ і вимкнення кола $t_{\text{ВИМК}}=f(I_{\text{П.КЗ}})$, де $I_{\text{П.КЗ}}$ – періодична складова очікуваного

струму КЗ в колі, де встановлено запобіжник. Крім того, може бути задана характеристика струмового обмеження $i_{СКВ} = f(I_{П.КЗ})$.

У патроні запобіжника розміщують різні плавкі вставки при дотриманні умови $I_{ВСТ.НОМ} < I_{ПАТ.НОМ}$.

Під номінальним струмом запобіжника зазвичай розуміють номінальний струм плавкої вставки. У запобіжників напругою вище 1 кВ значення одногодинного струму плавлення має знаходитися в межах $1,3 \dots 2 I_{НОМ}$.

Номінальний струм вимкнення запобіжника ($I_{ПР.ВИМК}$) – це найбільше значення періодичної складової очікуваного струму короткого замикання в колі, яку запобіжник здатний вимкнути.

Під очікуваним струмом КЗ ($i_{оч}$) розуміють струм, який був би в колі за відсутності в ньому запобіжника, тобто струм не обмежений дією запобіжника. Запобіжники, у яких $i_{СКВ} < i_{оч}$, мають струмообмежувальний ефект, і їх прийнято називати струмообмежувальними запобіжниками.

Плавка вставка - це найпростіший струмовий захист з залежною характеристикою витримки часу. Вона повинна захищати елемент від КЗ і тривалих перевантажень. Плавка вставка не повинна перегоряти в нормальних режимах роботи і при короткочасних перевантаженнях тривалістю 5 - 10 с.

Коефіцієнт перевантаження $K_{пер}$ – це відношення струму перевантаження до номінального струму плавкої вставки, для важких умов пуску (часті пуски) з тривалістю розгону двигуна 10 с і більше $K_{пер} = 1,5-2$ для запобігання відпускання контакторів або магнітних пускачів плавка вставка повинна перегоріти за 0,1–0,3 с при КЗ в найвіддаленішій точці мережі для даного запобіжника (для запобіжників FU1...FU3 на рис.4.1 - це точка К1)

Для вибору номінального струму плавкої вставки повинні виконуватись умови:

$$I_{вс.ном} \geq K_{від} I_{роб.мах} \quad (1)$$

$$I_{вс.ном} \geq \frac{I_{пер}}{K_{пер}} \quad (2)$$

$$I_{вс.ном} \geq \frac{I_{к.мин}}{10 \dots 15}, \quad (3)$$

де $I_{роб.мах}$ - максимальний робочий струм, що проходить через запобіжник;

$K_{від} = 1,1-1,25$,

$I_{пер}$ - струм короткочасного перевантаження, який вибирається більшим з двох умов:

$$I_{пер} = I_{п.макс} + I_{роб.макс} - K_{вик} I_{ном},$$

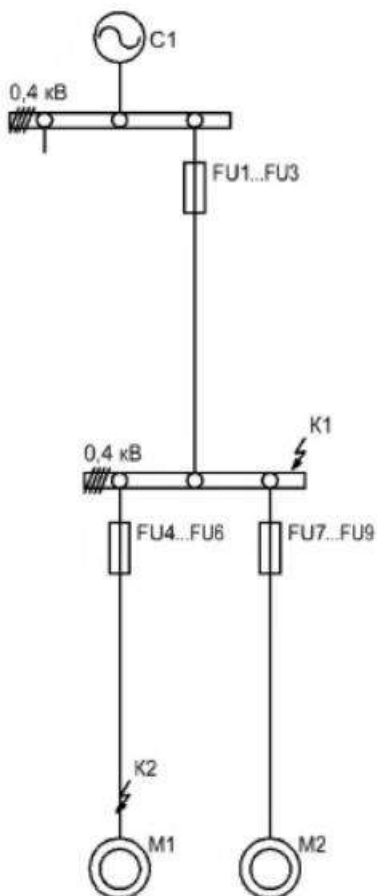


Рисунок 4.1 – Схема захисту кола плавкими запобіжниками

$$I_{\text{пер}} = \sum I_{\text{пуск}},$$

де $I_{\text{п. макс}}$ - пусковий струм двигуна, який має найбільший пусковий струм з усієї групи двигунів;

$I_{\text{ном}}$ - номінальний струм двигуна з найбільшим пусковим струмом;

$K_{\text{вик}}$ - коефіцієнт використання;

$\sum I_{\text{пуск}}$ - сума пускових струмів усіх двигунів, які вмикаються одночасно.

Струм плавкої вставки вибирається за умовами (1), (2), приймається найближча більша стандартна і за наявності пускачів або контакторів перевіряється за умовою (3).

Для забезпечення чутливості:

1. При захисті мереж від КЗ

$$3I_{\text{вс.ном}} \leq I_{\text{к.мін}}^{(1)}.$$

2. За першою умовою запобіжник можна не перевіряти, якщо мережа захищається лише від КЗ при виконанні умови:

$$0,33I_{\text{вс.ном}} \leq I_{\text{тр.доп.}},$$

де $I_{\text{тр. доп}}$ - тривало допустимий струм елемента, що захищається.

3. При захисті від перевантажень, крім виконання вимоги п.1, повинна виконуватись умова:

$$K_3 I_{\text{вс.ном}} \leq I_{\text{тр.доп.}},$$

де K_3 - кратність струму перевантаження плавкої вставки; для провідників з гумовою і аналогічною за тепловими характеристиками ізоляцією, прокладених у вибухо- і пожежонебезпечних приміщеннях, а також в торговельних приміщеннях $K_3=1,25$; для провідників з гумовою і аналогічною за тепловими характеристиками ізоляцією, прокладеною у вибухобезпечних і пожежобезпечних приміщеннях, а також для провідників з паперовою ізоляцією $K_3=1$.

Селективність запобіжників забезпечується, якщо виконується умова

$$t_{3(n)} \geq 3t_{3(n-1)}.$$

Для запобіжників низьковольтних і однотипних виконання цієї умови забезпечується, якщо струм плавких вставок відрізняється більше, ніж на дві ступені шкали. Для різнотипних низьковольтних запобіжників більш ніж на 3 ступені шкали. В усіх випадках повинні виконуватися умови (1), (2), (3)

Для різнотипних запобіжників селективність перевіряється для усіх струмів в нормальному режимі і при КЗ.

3. Захист з допомогою автоматичних повітряних вимикачів

Автоматичні вимикачі – це комутаційні електричні апарати, призначені для проведення струму в нормальному режимі та вимикання струму при аварійних і ненормальних режимах роботи електроустановки: коротких замиканнях, перевантаженнях, обриві фази, недопустимих зниженнях напруги, а також для нечастих оперативних вмикань і вимикань електричних кіл вручну або дистанційно. При наявності у вимикачах додаткових пристроїв вони можуть вимикати споживачі при надмірному зниженні

напруги, появи струму в нульовому проводі, коротких замиканнях у колах керування, керувати сигнальними пристроями та забезпечувати блокування в колах керування.

Для виконання вказаних функцій автоматичні вимикачі обладнують відповідними пристроями: розчіплювачами електромагнітними, тепловими, мінімальної або нульової напруги, дистанційними, розчіплювачами в нульовому проводі, додатковими контактами. Вимикачі деяких типів комплектуються блоками дистанційного керування, за допомогою яких можна дистанційно вмикати та вимикати апарат.

Основними є розчіплювачі максимального струму: електромагнітні і теплові, які спрацьовують при струмах короткого замикання і перевантаження відповідно. Їх роботу оцінюють за захисними часострумowymi характеристиками $t = f(I/I_n)$.

При протіканні струмів через автомат нижче номінального його контакти будуть замкнуті нескінченно довго. Але при незначному перевищенні струму теплової розчіплювач, представлений біметалічною пластиною, розімкне їх.

Чим більший струм протікає через контакти автоматичного вимикача, тим швидше відбудеться нагрів біметалічної пластини - це описується часо-струмовою характеристикою і позначається швидкодією автомата (буква біля номінального струму в маркуванні). Залежно від того наскільки перевантажений по струму автомат залежить час його відключення, це можуть бути і десятки хвилин, а можуть бути і одиниці секунд.

Електромагнітний розчіплювач спрацьовує при швидкому зростанні струму. Величина струму його спрацьовування на порядки перевищує номінальний струм.

Автоматичні вимикачі класифікують за рядом ознак: за виконуваними функціями, кількістю полюсів, видом і кількістю розчіплювачів, конструктивним виконанням, способом монтажу тощо.

Нормованими параметрами автоматичних вимикачів, обумовленими стандартами, є:

Номінальна та номінальна робоча напруга. Номінальним називають найбільше значення напруги мережі, для якої вимикач призначений.

Номінальна робоча – це напруга мережі, при якій вимикач може працювати.

В автоматичних вимикачах, які мають головні кола та кола керування і сигналізації, номінальні напруги вказаних кіл можуть бути різними.

Номінальна частота джерела живлення. Більшість автоматичних вимикачів розраховані на роботу при частоті змінного струму 50 і 60 Гц та при постійному струмі.

Номінальний струм – це струм, визначений за умовами нагрівання вимикача в основному конструктивному виконанні при роботі в основному номінальному режимі і номінальній напрузі.

Номінальний робочий струм - допустимий струм через вимикач у конкретних умовах його роботи, які визначаються ступенем захисту від дії

оточуючого середовища, категорією застосування, режимом роботи, номінальною напругою мережі.

Номінальний режим роботи. Автоматичні вимикачі розраховані, як правило, на тривалий режим роботи.

Категорія застосування. Для неселективних автоматичних вимикачів передбачають роботу в категоріях застосування А (змінний і постійний струми), АС (змінний струм), DC (постійний струм).

Механічна стійкість проти спрацювань визначається кількістю циклів вмикання-вимикання при знеструмленому колі без ремонту і заміни його вузлів і деталей.

Комутаційна стійкість проти спрацювань – це кількість операцій вмикання-вимикання кола зі струмом, після якої потрібна заміна контактів.

Комутаційною здатністю називають граничну величину струму, який може вимикати автоматичний вимикач при певних значеннях напруги кола та величини індуктивності.

Клас обмеження енергії – показник струмообмеження автоматичних вимикачів. За цим показником автоматичні вимикачі поділяються на три класи – 1, 2, 3. Чим вищий клас вимикача, тим більшу енергію він може пропустити і тим менша динамічна дія струму короткого замикання в захищуваному колі.

Стійкість проти зовнішніх впливів. До них відносять механічні фактори (вібрації, удари) та кліматичні фактори оточуючого середовища (кліматичне виконання апарата та категорія його розміщення).

Вимоги безпеки. Автоматичні вимикачі повинні відповідати вимогам, встановленим стандартами безпеки, правилами влаштування електроустановок та правилами техніки безпеки при експлуатації електроустановок споживачів.

Надійність роботи визначається ймовірністю безвідмовної роботи вимикача при певному напрацюванні до виходу з ладу. З документації на автоматичні вимикачі вказують гарантійний термін експлуатації при певних обумовлених умовах зберігання, транспортування та експлуатації.

Основний елемент автоматичного вимикача для функції релейного захисту – це його розчіплювач. Захист від пошкоджень в електричній мережі здійснюється розчіплювачами автоматичних вимикачів. ІРЦ.НОМ – номінальний струм розчіплювача (найбільший струм, тривалий шлях якого не викликає спрацювання розчіплювача).

Розчіплювач як засіб багатоступінчастого захисту максимального струму характеризується номінальним струмом ІРЦ.НОМ, струмами спрацювання захисту I_{C3} і витримками часу t_{C3} для кожного ступеня захисту. У загальному випадку, як і для струмових захистів у мережах понад 1 кВ, основні терміни параметрів спрацювання автоматичних вимикачів:

I_{C3}^1 – струм спрацювання першого ступеня на електромагнітному розчіплювачі (струмове відсічення);

t^1 – час спрацювання першого ступеня на електромагнітному розчіплювачі (струмове відсічення);

I_{C3}^{11} – струм спрацювання другого ступеня на електромагнітному розчіплювачі (струмове відсічення з витримкою часу);

t^{11} – час спрацювання другого ступеня на електромагнітному розчіплювачі (струмове відсічення з витримкою часу);

I_{C3}^{111} – струм спрацювання третього ступеня на тепловому розчіплювачі (максимальний струмовий захист);

t^{111} – час спрацювання третього ступеня на тепловому розчіплювачі (максимальний струмовий захист);

$k_{C3}^1 = I_{C3}^1 / I_{p.ном}$ – кратність струмового відсічення;

$k_{C3}^{11} = I_{C3}^{11} / I_{p.ном}$ – кратність відсічення з витримкою часу;

$k_{C3}^{111} = I_{C3}^{111} / I_{p.ном}$ – кратність максимального струмового захисту.

Автоматичні вимикачі вибирають так, щоб номінальний струм головного кола вимикача $I_{a.ном}$ та номінальний струм його теплових і електромагнітних розчіплювачів $I_{p.ном}$ були не меншими від тривалого робочого струму $I_{тр.роб}$ ділянки мережі, яку вони захищають:

$$I_{a.ном} \leq I_{тр.роб}, I_{p.ном} \leq I_{тр.роб}.$$

Номінальна напруга вимкача $U_{a.ном}$ повинна бути не меншою напруги мережі $U_{м.ном}$, в якій він буде працювати:

$$U_{a.ном} \geq U_{м.ном}.$$

Для вимикачів, які захищають асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором, номінальний струм головного кола вимикача $I_{a.ном}$ та номінальний струм розчіплювачів $I_{p.ном}$ повинні бути не меншими від номінального струму двигуна $I_{дв.ном}$:

$$I_{a.ном} \geq I_{дв.ном}, I_{p.ном} \geq I_{дв.ном}.$$

При захисті групи електродвигунів номінальний струм розчіплювачів автомата повинен бути не меншим суми номінальних струмів двигунів:

$$I_{p.ном} = \sum I_{дв.ном}.$$

Номінальний струм розчіплювача вибирається за умовою:

$$I_{p.ном} \geq I_{роб.мах}$$

Струм спрацювання розчіплювачів без витримки часу при КЗ і розчіплювача з витримкою часу від перевантажень вибирається так, щоб коло не розмикалося в нормальному режимі і при перевантаженнях. Струм короткочасного перевантаження визначається, як при виборі плавких вставок.

Струм спрацювання миттєвого розчіплювача повинен задовольняти виконання умови:

$$I_{с.р.} \geq (1,1 \dots 1,35) I_{пер},$$

$$I_{с.р.} = K_{с.р.} I_{p.ном},$$

де $K_{с.р.}$ - кратність струму спрацювання миттєвого розчіплювача.

Струм спрацювання сповільненого розчіплювача повинен забезпечувати виконання умови:

$$I_{с.р.} \geq (1,1 \dots 1,2) I_{роб.мах}.$$

Переваги автоматичних вимикачів:

1. При будь-яких режимах вони вимикають усі три фази, виключаючи можливість появи неповнофазного режиму.
2. Будучи апаратами багаторазової дії, на їх базі можна виконувати автоматичне введення резерву.
3. Їх розчіплювані досконаліші, ніж плавки вставки.

Чутливість і селективність розчіплювачів автоматичних вимикачів

Вимоги чутливості в мережах, що захищаються лише від струмів КЗ:

$$3I_{c.p.} \leq I_{к.min}$$

Для автоматичних вимикачів з номінальним струмом до 100 А.

$$1,4I_{c.p.} \leq I_{к.min}$$

Для усіх інших автоматичних вимикачів:

$$1,25I_{c.p.} \leq I_{к.min}$$

За кратністю струму КЗ допускається не перевіряти чутливість, якщо:

- а) вимикач має лише миттєво діючий розчіплювач та для уставки миттєвого спрацювання виконується умова:

$$0,66I_{c.p.} \leq I_{тр.доп.}$$

- б) для відлагоджувального розчіплювача сповільненого спрацювання повинна виконуватися умова:

$$0,66I_{c.p.} \leq I_{тр.доп.}$$

- в) для невідлагоджувального розчіплювача сповільненого спрацювання незалежно від наявності миттєво діючого розчіплювача повинна виконуватися умова:

$$I_{р.ном} \leq I_{тр.доп.}$$

Для мереж, що захищаються від перевантажень, повинні виконуватись умови:

1. Для вимикача, що має лише миттєво діючий розчіплювач

$$K_3 I_{c.p.} \leq I_{тр.доп.}$$

де $K_3=1,25$ для провідників з гумовою та аналогічною за тепловими характеристиками ізоляцією прокладеними в вибухо- і пожежонебезпечних приміщеннях та в торгових приміщеннях; $K_3=1$ для провідників з гумовою та аналогічною за тепловими характеристиками ізоляцією прикладених у вибухо- і в пожежобезпечних приміщеннях і для провідників з паперовою ізоляцією.

2. Для автоматичних вимикачів з підлагодженим розчіплювачем сповільненого спрацювання:

$$K_3 I_{c.p.} \leq I_{тр.доп.}$$

$K_3 = 0,8$ для провідників з паперовою ізоляцією і $K_3 = 1$ в усіх інших випадках.

3. Для вимикачів з невідлагодженим розчіплювачем сповільненого спрацювання:

$$I_{p.ном} \leq I_{тр.доп.}$$

Для забезпечення селективності захисні характеристики послідовно ввімкнених автоматичних вимикачів не повинні перетинатися. Причому уставка струму спрацювання вимикача, який розташований ближче до джерела живлення, повинна бути більшою, ніж для автоматичного вимикача віддаленішого від джерела живлення.

Якщо характеристика розчіплювана, вибрана раніше, не задовольняє вимогам селективності, вона приймається більше розрахункової. При будь-яких струмах перевантаження і КЗ селективність забезпечується, якщо виконується умова:

$$t_{cp(n)} \geq 1,5t_{cp(n-1)}$$

Якщо до джерела живлення ближче автоматичний вимикач, то селективність досягається використанням селективних, а в деяких випадках і неселективних автоматичних вимикачів, якщо струм найбільшої уставки відсічки більший, ніж струм КЗ при пошкодженні за запобіжниками. Якщо до джерела живлення ближче запобіжник, то вимоги ті ж самі, що і при пошкодженні захисних характеристик запобіжників. При цьому допускається:

$$t_z \geq 1,7t_{cp}.$$

Тема 5. Захист повітряних ліній

1. Пошкодження та особливі режими ліній електропередавання

В електроенергетичних системах найбільша кількість пошкоджень припадає на лінії електропередавання.

До основних пошкоджень ліній електропередавання належать:

- міжфазні короткі замикання – трифазні ($K^{(3)}$) та двофазні ($K^{(2)}$);
- однофазні короткі замикання на землю в мережах з ефективно заземленою нейтраллю ($K^{(1)}$);
- двофазні короткі замикання на землю в мережах з ефективно заземленою нейтраллю ($K^{(1,1)}$);
- однофазні замикання на землю в мережах з ізольованою або компенсованою нейтраллю ($K_z^{(1)}$).

Міжфазні к.з., двофазні к.з. на землю та однофазні к.з. у мережах із ефективно заземленими нейтралями супроводжуються значним рівнем струмів, що зумовлює додаткові механічні навантаження на лінію, а також перегрівання провідників. Це може призвести до фізичних пошкоджень лінії та виходу її з ладу.

Крім того, такі пошкодження супроводжуються пониженням напруги на підстанціях, що може бути причиною порушення динамічної стійкості енергосистеми. Тому у разі виникнення таких пошкоджень захисти повинні діяти з мінімально можливою витримкою часу на вимкнення пошкодженої лінії.

У мережах з ізольованою нейтраллю у разі виникнення однофазних замикань на землю рівень струмів замикань незначний – від кількох ампер до кількох десятків ампер (згідно з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) допускається струм замикання до 30 А для мереж 6 кВ, для мереж 35 кВ – до 10 А. У разі більших значень струмів необхідно встановлювати струмообмежувальні (компенсуючі) котушки. Але під час виникнення таких пошкоджень можуть виникати ферорезонансні явища, для яких особливим є значне підвищення фазних напруг мережі (до чотирьох крат від номінальної), що може спричиняти пробій ізоляції обладнання. Під час цього явища, зазвичай, насамперед з ладу виходять трансформатори напруги (згідно зі статистичними даними за рік виходить з ладу до 10% трансформаторів напруги) та можуть пошкоджуватись кабелі. Крім того, є небезпека ураження струмом людей та тварин. Тому в мережах, що живлять промислові підприємства, умови функціонування яких підвищують небезпеку ураження електричним струмом людей (шахти, кар'єри, торфодобування тощо) захисти від таких пошкоджень повинні діяти з мінімально можливою витримкою часу на вимкнення пошкодженої ділянки. У всіх інших випадках захист від однофазних замикань на землю може діяти на сигнал.

Під час розвитку аварій можливі переходи одного виду пошкодження в інші. Здебільшого пошкодження супроводжуються горінням дуги. Дуга має практично активний опір, що змінюється під час розвитку аварії.

У перший момент часу аварії опір дуги мінімальний і струм максимальний. Під час розвитку аварії довжина дуги зростає, збільшується опір дуги (до 5 - 20 Ом) і, як наслідок, струм зменшується. У такому разі, за рахунок електродинамічних сил, можливе переміщення дуги по струмоведучих частинах. Так, швидкість переміщення дуги по шинах може становити до 30 м/с.

Статистичні дані свідчать, що залежно від загальної кількості пошкоджень, види пошкоджень розподіляються так:

- трифазні к.з. – 5%;
- двофазні к.з. – до 30%;
- однофазні к.з. – до 65%.

До особливих режимів ліній електропостачання належать:

- перевантаження;
- асинхронний хід;
- синхронні хитання.

Перевантаження ліній виникають за збільшення навантаження, або під час виникнення зовнішніх к.з. Під час перевантажень відбувається перегрівання проводів лінії та понижується напруга на підстанціях, хоча не такою мірою, як під час виникнення міжфазних к.з. – незалежно від режиму нейтралі мережі, – а також – однофазних к.з. в мережі з ефективно заземленою нейтраллю. Тому захисти від перевантажень повинні діяти з витримкою часу на вимкнення перевантаженої лінії.

Асинхронний хід та синхронні хитання виникають, зазвичай, під час значних збурень в енергосистемі, що призводять до порушення стійкості її режиму. Ці режими виникають після вимкнення значних генеруючих потужностей, вимкнення зовнішніх к.з., увімкнення потужного навантаження тощо. Такі режими супроводжуються періодичними коливаннями координат режиму зі значними амплітудами (за деяких умов рівень струмів у лінії під час асинхронного ходу може бути більшим, ніж під час к.з.). Ліквідацію таких режимів здійснюють спеціальні пристрої автоматики. Пристрої релейних захистів, навпаки, не повинні працювати під час виникнення цих особливих режимів та не діяти на вимкнення ліній. Лише у разі відмови чи неправильної роботи пристроїв автоматики (ПА) енергосистем за тривалих хитань чи асинхронного ходу, спеціальні резервні захисти джерел енергії (переважно – синхронних машин) повинні запобігати їх пошкодженню від перевантаження та вимикати від мережі.

2. Максимальний струмовий захист повітряних ліній 6 – 10 кВ.

Струмові захисти – це захисти з відносною селективністю, які реагують на струм – тому і назва "струмові". Залежно від способу забезпечення селективності є три види струмових захистів:

- максимальний струмовий захист (МСЗ);
- струмова відсічка (СВ);
- струмова відсічка з витримкою часу.

У максимальному струмовому захисті селективність забезпечується вибором часу спрацювання, в струмовій відсічці селективність забезпечується вибором струму спрацювання, у струмовій відсічці з витримкою часу – вибором струму та часу спрацювання.

Струмові захисти від міжфазних к.з. застосовують для захисту ліній до 35 кВ включно. Для мереж 6 та 10 кВ ці захисти є основними. Для мереж вищого класу напруг струмові захисти використовують, переважно, для захисту ліній від однофазних к.з. на землю, а також резервують дію основних захистів від міжфазних к.з.

Максимальний струмовий захист

Принципова схема МСЗ показана на рис. 5.1. Вимірним органом МСЗ є реле максимального струму КА. Це реле спрацьовує за струму у первинному колі і відповідно – у вторинному, більшому від струму спрацювання реле – уставки реле.

Після спрацювання реле КА замикає свої контакти і подає живлення на обмотку реле часу КТ, що затримує спрацювання захисту. Затримка необхідна для забезпечення селективної роботи МСЗ. Реле часу спрацьовує та з витримкою часу подає живлення на послідовно увімкнені обмотки реле – вказівного КН та проміжного КЛ. Вказівне реле КН сигналізує про спрацювання МСЗ. Реле КН залишається у спрацьованому стані навіть після припинення живлення його обмотки, тобто після повернення схеми у вихідний (доаварійний) стан після спрацювання. Якір реле можна повернути у вихідне положення тільки вручну. Це необхідно для того, щоби обслуговуючий персонал міг встановити, який саме захист спрацював, тому що вся схема після вимкнення пошкодження повернеться у вихідний (доаварійний) стан. Реле КЛ призначене для розмноження контактів (якщо потрібно комутувати одночасно декілька кіл) та для комутації кіл зі значними струмами. Наприклад, для спрацювання електромагніту вимкнення вимикача 10 кВ потрібен струм 1–4 А. Тому реле КЛ виконують з багатьма потужними контактами.

Після спрацювання проміжне реле замикає свої контакти КЛ, що подають (через замкнені блок-контакти увімкненого вимикача Q) живлення на електромагніт вимкнення вимикача YAT, тоді електромагніт спрацьовує, вимикач Q вимикається. Щоб запобігти згорянню котушки електромагніту вимкнення YAT за рахунок тривалого протікання по ній струму (після вимкнення к.з. – у разі залипання якоря, контактів проміжного реле КЛ), – послідовно в колі живлення електромагніту YAT передбачені блок-контакти вимикача Q. Ці блок-контакти розмикаються після вимкнення вимикача.

Розрахунок МСЗ зводять до визначення:

- первинного струму спрацювання;
- вторинного струму спрацювання, залежно від прийнятої схеми захисту та типу реле;
- часу спрацювання. Для захистів із залежною витримкою часу – вибору характеристики спрацювання.

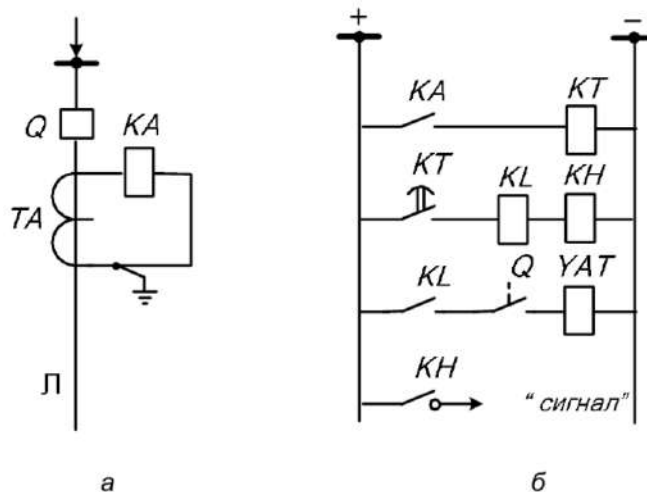


Рисунок 5.1 – Принципова схема МСЗ

Крім розрахунку основних параметрів спрацювання МСЗ перевіряють трансформатори струму, а також термічну стійкість лінії під час протікання струму к.з. протягом вибраного часу спрацювання МСЗ.

Параметрами спрацювання МСЗ є струм та час спрацювання.

Вибір часу спрацювання МСЗ

МСЗ можна виконувати з незалежною або залежною від величини струму витримкою часу.

Селективність МСЗ А1 та А2 (рис. 5.2) забезпечують так: час спрацювання захисту, розташованого ближче до джерела живлення (захист А1), має бути більшим за час спрацювання захисту, віддаленішого від джерела живлення (захист А2), на величину Δt , що називають ступенем селективності. Ця умова буде забезпечуватись, коли

$$t_1 = t_2 + \Delta t.$$

де t_1, t_2 – час спрацювання захистів відповідно А1 та А2.

У разі к.з. на лінії Л2 (рис. 5.2) спрацьовують вимірні органи двох захистів – А1 та А2, але за рахунок того, що t_1 є більшим від t_2 , швидше спрацює захист А2 і вимкне вимикач Q2. Після вимкнення пошкодженої лінії вимикачем Q2 вимірний орган захисту А1 повернеться у вихідний стан і непошкоджена лінія Л1 не вимкнеться.

Ступінь селективності залежить від таких факторів:

$$\Delta t = t_{Q2} + t_{n1} + t_{n2} + t_{in1} + t_{зан}$$

де t_{Q2} – час спрацювання вимикача Q2 (0,05-0,3 с);

t_{n1}, t_{n2} – похибки у часі дії захистів відповідно А1 та А2 (для реле серії РТ-80 похибка становить 0,05–0,1 с; для реле РТВ становить: 0,3 с – для незалежної частини характеристики, 0,8–1 с – для залежної частини характеристики);

t_{in1} – інерційна похибка в дії захисту А1 з індукційним реле, що внаслідок сили інерції деякий час продовжує працювати навіть після вимкнення к.з. захистом А2 на попередньому об'єкті (лінія Л2).

Значення ступеня селективності Δt захистів з електромеханічними та напівпровідниковими реле, зазвичай, є в межах 0,4–1 с. Для цифрових захистів ступінь селективності Δt можна зменшити до 0,3 с.

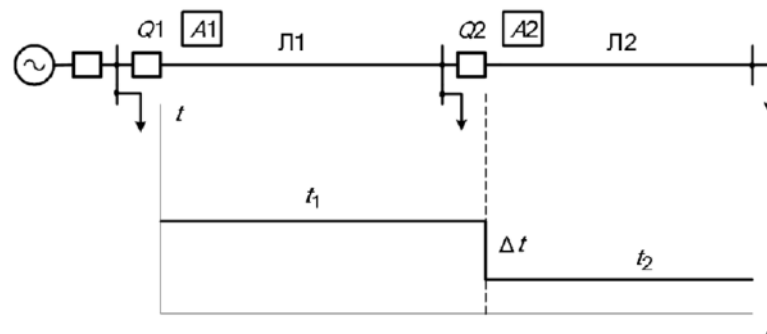


Рисунок 5.2 – Ступінчасті витримки часу спрацювання МСЗ ліній з одностороннім живленням

Якщо захист попереднього об'єкта (для лінії Л1 попереднім об'єктом є лінія Л2, рис. 5.2) виконаний без витримки часу, то приймають $\Delta t = 0,4$ с. Також для узгоджуваних МСЗ можна приймати: $\Delta t = 0,4$ с – за застосування реле часу типу ЭВ-120 (шкала 3,5 с) та ЭВ-110 (шкала до 1,3 с); $\Delta t = 0,6$ с – за застосування реле часу типу ЭВ-130. Для узгоджуваних МСЗ з реле типу РВМ-12 та РВМ-13 приймають $\Delta t = 0,5$ – $0,6$ с.

Отже, вибирають час спрацювання максимальних струмових захистів послідовних ділянок мережі (рис. 5.2) за ступінчастим принципом. Починають вибирання із найвіддаленішої від джерела живлення ділянки. Час спрацювання МСЗ цієї ділянки вибирають на ступінь селективності більшим від максимального часу спрацювання захисту об'єктів, що живляться від підстанції, яку своєю чергою живить ця лінія. Час спрацювання МСЗ наступної ділянки вибирають на ступінь селективності більшим від часу спрацювання захисту попередньої ділянки. Тобто час спрацювання МСЗ послідовних ділянок мережі збільшують з наближенням до джерела живлення.

Отже, для вибору часу спрацювання МСЗ мережі з одностороннім живленням необхідно користуватись таким правилом: час спрацювання МСЗ наступної ділянки мережі (ближчої до джерела живлення) вибирають на ступінь селективності більшим від часу спрацювання МСЗ попередньої ділянки мережі (віддаленішого від джерела живлення).

Крім МСЗ зі ступінчатою характеристикою витримки часу (нижче – незалежною витримкою часу) на практиці застосовують МСЗ із залежною від струму характеристикою витримки часу (нижче – залежною витримкою часу).

Для МСЗ із залежною витримкою часу час спрацювання залежить від величини струму.

За різних струмів к.з., зокрема – і в різних місцях, лінії, що захищають, час спрацювання МСЗ з залежною витримкою часу буде різний. Для цього використовують спеціальні реле, наприклад, реле серії РТ-80, цифрові реле з

залежною характеристикою, в яких, чим більший струм, тим менший час спрацювання.

Вибирають витримки часу із залежною від струму характеристикою так (рис. 5.3). Будують залежну характеристику часу спрацювання від струму в реле захисту найвіддаленішої ділянки – МСЗ А2. На цій характеристиці по осі абсцис відкладають значення струму в реле за короткого замикання в точці К2 на початку лінії Л2 I_{pk2} . Для цього струму знаходять час спрацювання реле МСЗ А2 (на кривій рис. 7.3 точка А). До цього часу t_2 додають час, що дорівнює ступеню селективності Δt і отримують точку Б. Після цього вибирають характеристику реле МСЗ А1, що повинна проходити через точку Б.

Визначають ступінь селективності Δt , користуючись такими правилами:

- якщо в захистах з залежною витримкою часу застосовані реле РТ-80 чи РТ-90 - приймають $\Delta t = 0,6$ с, якщо застосовані реле РТВ – $\Delta t = 0,7$ с;

- коли узгодження захистів за часом здійснюють за струмами спрацювання у залежній частині характеристик реле, то Δt для реле РТВ приймають 1 с.

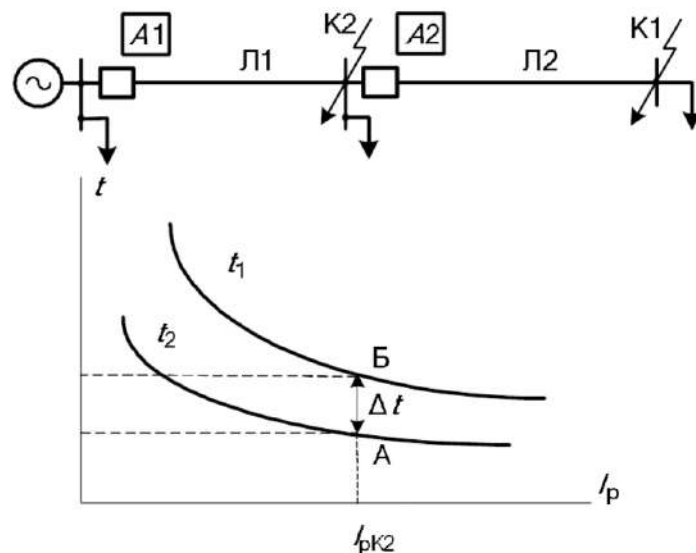


Рисунок 5.3 – Узгодження МСЗ із залежною характеристикою спрацювання для послідовних ділянок ліній з одностороннім живленням

Як відзначено вище, для МСЗ із залежною витримкою часу час спрацювання залежить від струму. Тому із збільшенням струму к.з., зокрема, і за рахунок наближення місця к.з. до джерела живлення, час спрацювання такого МСЗ є дещо меншим, ніж за застосування МСЗ із незалежною характеристикою витримки часу. Це ілюструється на рис. 5.4.

Вибір струму спрацювання

Уставку МСЗ за струмом вибирають з умови забезпечення таких вимог:

- неспрацювання захисту під час виникнення післяаварійних перевантажень;
- узгодження за чутливістю з захистами суміжних ліній;

– узгодження дії МСЗ з електромагнітами вимкнення та додатковими реле (останнє – для схем захистів на змінному оперативному струмі з дешунтуванням електромагнітів вимкнення).

Струм спрацювання МСЗ вибирають з умови відведення від робочого максимального струму лінії.

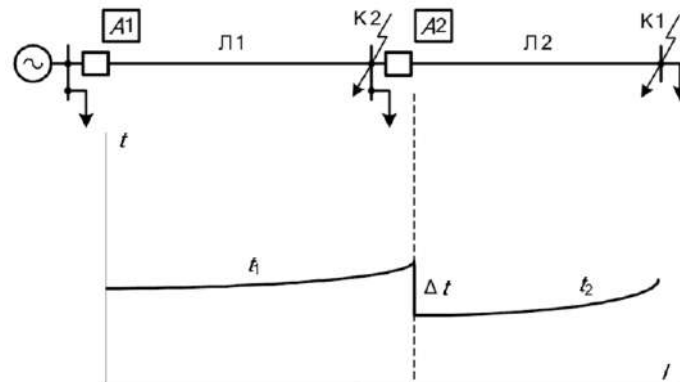


Рисунок 5.4 – Характеристики залежних від струму витримок часу МСЗ послідовних ділянок ліній з одностороннім живленням

Зазвичай, розрахунковими є післяаварійні режими, що супроводжуються значними перевантаженнями. Так, під час к.з. на лінії Л2 (рис. 5.2) спрацьовують пускові органи захистів А1 та А2. Після селективного вимкнення цього пошкодження захистом А2 пусковий орган А1 повинен повернутись у вихідне положення. Тому струм повернення пускового органа МСЗ А1 повинен бути більшим від струму, який протікає через лінію Л1 після вимкнення пошкодження захистом А2.

Під час к.з. понижується напруга на шинах підстанції і двигуни, що живляться від цієї підстанції, загальмовуються. Після вимкнення к.з. та відновлення напруги на шинах підстанції двигуни починають самозапущатись. У такому разі в лінії Л1 (рис. 7.2), що живить підстанцію, зростає струм, який досягає значення, більшого від робочого максимального струму – струм самозапуску $I_{с.зап}$ (рис. 5.5)

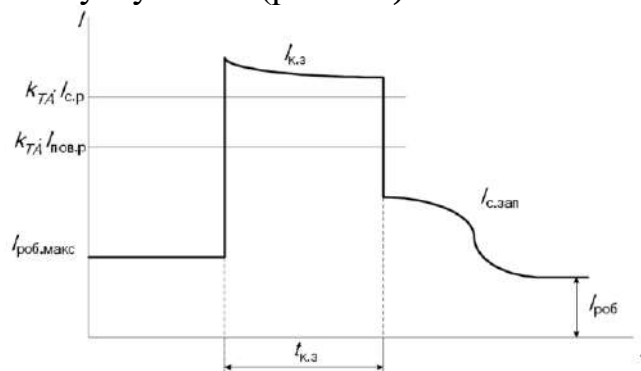


Рисунок 5.5 – Зміна струму в лінії під час та після вимкнення к.з.

З врахуванням вищенаведеного струм повернення вимірного органа МСЗ лінії Л1 (рис. 5.2) визначають з виразу

$$I_{пов.р} = \frac{k_{від} k_{сх}^{(3)} k_{с.зап} I_{роб.макс}}{k_{ТА}},$$

де $k_{від}$ – коефіцієнт відведення, що враховує неточність розрахунку, похибку реле, необхідний запас тощо: $k_{від} = 1,1-1,2$ - для реле РТ-40, $1,2-1,4$ – для реле РТВ;

$k_{с.зап}$ – коефіцієнт, що враховує самозапуск двигунів, визначає відношення струму самозапуску двигунів до робочого максимального струму лінії та перебуває в межах 1–5;

$k_{сх}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми з'єднання вторинних кіл ТС та вимірних органів МСЗ;

$I_{роб.макс}$ – робочий максимальний струм лінії;

$k_{ТА}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

Враховуючи, що коефіцієнт повернення реле $k_{пов} = \frac{I_{пов.р}}{I_{с.р}}$, розраховують

відповідно вторинний та первинний струми спрацювання МСЗ за виразами:

$$I_{с.р}^{III} = \frac{k_{від} \cdot k_{сх}^{(3)} \cdot k_{с.зап} \cdot I_{роб.макс}}{k_{пов} \cdot k_{ТА}};$$

$$I_{с.з}^{III} = \frac{k_{від} \cdot k_{с.зап} \cdot I_{роб.макс}}{k_{пов}},$$

де $k_{пов}$ – коефіцієнт повернення реле, ($k_{пов} = 0,65$ – для реле прямої дії РТМ; $0,8$ – для реле РТ-40, РТ-80; $0,95-0,97$ – для цифрових реле);

$k_{сх}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми з'єднання вторинних кіл ТС та вимірних органів МСЗ;

$I_{с.р}^{III}$ – струм спрацювання вимірного органа МСЗ;

$I_{с.з}^{III}$ – первинний струм спрацювання МСЗ.

Якщо МСЗ захищає послідовні лінії, його необхідно узгоджувати за чутливістю, щоби захист лінії, яка розташована ближче до джерела живлення не був чутливіший, ніж захист лінії, більш віддаленої від джерела живлення. Тому за цією умовою струм спрацювання МСЗ становить

$$I_{с.з}^{III} = k_{від} \cdot \frac{I_{с.з.(N-1)}^{III}}{k_p},$$

де $k_{від}$ – коефіцієнт відведення, $k_{від} = 1,1-1,3$; $I_{с.з.(N-1)}^{III}$ – струм спрацювання МСЗ суміжної, віддаленішої від джерела живлення, лінії; k_p – коефіцієнт струморозподілу – відношення струму в місці встановлення захисту суміжної лінії, віддаленішої від джерела живлення, до струму в місці встановлення захисту лінії, що перебуває ближче до джерела живлення, під час к.з. на суміжній лінії, більш віддаленій від джерела живлення. Залежно від конфігурації мережі його значення може бути більше 1, менше 1 або дорівнюватиме 1.

Відповідно до визначення k_p та струму спрацювання, як приклад, для схем мережі (рис. 5.6) отримано для МСЗ лінії Л1 такі розрахункові вирази для коефіцієнта струморозподілу k_p :

– для мережі на рис. 5.6, а

$$k_p = \frac{I_{Л2}}{I_{Л1}} = 1;$$

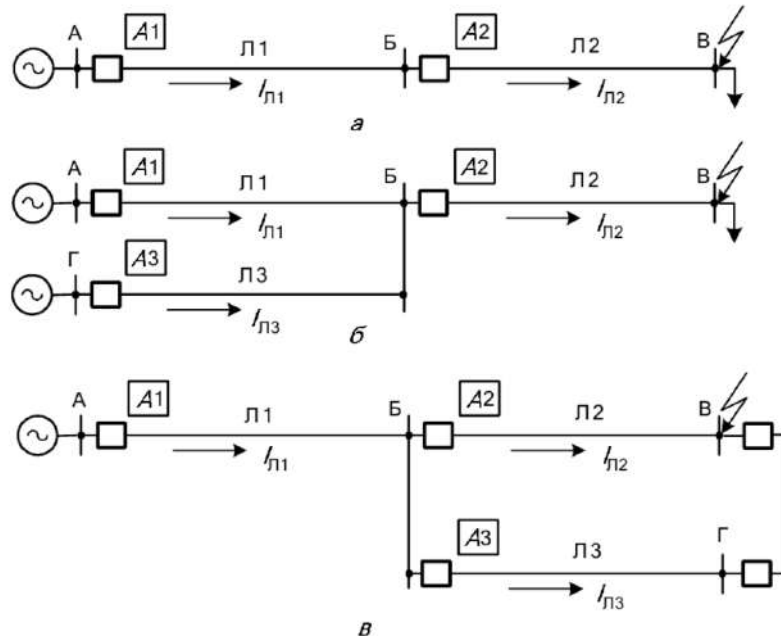


Рисунок 5.6 – Визначення коефіцієнта струморозподілу k_p

– для мережі на рис. 5.6, б

$$k_p = \frac{I_{Л2}}{I_{Л1}} = \frac{I_{Л1} + I_{Л3}}{I_{Л1}} > 1;$$

- для мережі на рис. 5.6, в

$$k_p = \frac{I_{Л2}}{I_{Л1}} < 1.$$

Для мережі рис. 5.6, в за різних довжин ліній Л2, Л3 також треба розрахувати k_p під час к.з. на шинах Г та обрати його менше значення.

Чутливість МСЗ оцінюють коефіцієнтом чутливості, який розраховують за мінімального струму двофазного к.з. у кінці лінії за формулою

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р.мін}}^{(2)}}{I_{\text{с.р}}^{\text{III}}},$$

де $I_{\text{р.мін}}^{(2)}$ – мінімальний струм в реле за двофазного к.з. в кінці лінії;

$I_{\text{с.р}}^{\text{III}}$ – струм спрацювання реле.

Якщо МСЗ виконує функції основного захисту, коефіцієнт чутливості

повинен бути більшим за 1,5. Коли МСЗ виконує функції резервного захисту суміжної лінії (більше віддаленої від джерела живлення), чутливість МСЗ оцінюють за мінімальним струмом двофазного к.з. в кінці цієї суміжної лінії. Коефіцієнт чутливості в цьому разі повинен бути не меншим 1,2.

Отже, розглянутий вище максимальний струмовий захист має такі особливості:

- захист захищає від міжфазних к.з лінії електропередавання з одностороннім живленням;

- забезпечує селективне вимкнення пошкодженого об'єкта тільки в радіальній мережі;

- у зв'язку з вибором часу спрацювання МСЗ за принципом збільшення в міру наближення до джерела живлення, може виникати недопустимо великий час

спрацювання МСЗ ділянок ліній, близьких до джерела живлення, де струми к.з. особливо великі;

- достатня чутливість МСЗ забезпечується не завжди, особливо за використання МСЗ як резервного;

- у системах електропостачання промислових підприємств, міст та сільського господарства напругою 10 кВ та нижче МСЗ є основним захистом.

3. Захист повітряних ліній 110 кВ

Для захисту ліній 110–750 кВ від коротких замикань на землю застосовують, зазвичай, ступеневі спрямовані струмові захисти нульової послідовності. Вимірними органами цих захистів є реле максимального струму та реле спрямування потужності. Вимірні органи під'єднують до трансформаторів струму та напруги, вторинні обмотки яких з'єднані в схеми для виділення струмів та напруг нульової послідовності.

За кордоном від однофазних к.з. на землю також застосовують дистанційні захисти. Останнім часом і в енергосистемах України, у зв'язку з введенням в експлуатацію цифрових захистів зарубіжних фірм, для захисту від однофазних к.з. також почали застосовувати дистанційний принцип. Хоча одночасно з дистанційними захистами від однофазних к.з. працюють і струмові захисти, вимірні органи яких увімкнені на струми нульової послідовності. Проте виникла проблема узгодження зон відповідних ступенів захистів, виконаних з застосуванням струмового та дистанційного принципів – однойменні ступені захистів за різних принципів вимірювання мають різні зони спрацювання.

Підведення до вимірних органів захистів складових нульової послідовності має деякі переваги порівняно з підведенням фазних струмів та напруг:

- немає необхідності відводити захисти від робочих струмів, оскільки в цих струмах відсутні складові нульової послідовності;

- оскільки для ліній імпеданс нульової послідовності $z_{0Л}$ більший від імпедансу прямої послідовності $z_{0Л} > z_{1Л}$, це дає змогу істотно підвищити чутливість захисту. Струм спрацювання захисту вибирають з умови

відведення від струму к.з. у кінці ділянки, що захищають, а чутливість перевіряють за пошкодження на початку ділянки. Для захистів, що реагують на фазні значення струмів різниця між струмами к.з. на початку ділянки та в кінці є меншою, ніж між такими ж складовими струму нульової послідовності. Тому чутливість захистів, що реагують на струм нульової послідовності є вищою, ніж у захистів, що реагують на фазні значення струмів;

- відсутність "мертвої зони" в органі спрямування потужності, тому що для близьких к.з., коли фазні напруги незначні, напруга нульової послідовності $3U_0$ є достатньо великою;

- час спрацювання всіх ступенів захисту крім першого (його, зазвичай, виконують без витримки часу) можна вибирати значно меншим порівняно зі струмовими захистами, вимірні органи яких увімкнені на фазні струми, тому що немає необхідності узгоджувати їх з захистами приєднань напругою 35 кВ та нижче.

- не потрібно відводитись від струмів, що виникають за хитань у системі, оскільки струми нульової послідовності в такому режимі відсутні (за винятком неповнофазних режимів мережі, до якої під'єднані лінії Л1, Л2).

Але крім цих переваг, захисти, що реагують на складові нульової послідовності, мають такі основні недоліки:

- істотно ускладнюються умови налаштування та розрахунки з метою відведення від неповнофазних режимів, коли в мережі, що захищають, з'являються струми нульової послідовності;

- необхідно враховувати вплив взаємодукції, особливо за наявності близько розташованих паралельних ліній;

- необхідно враховувати всі заземлені нейтралі трансформаторів та автотрансформаторів, оскільки в них протікають струми $3I_0$, що значно ускладнює розрахунок уставок спрацювання захистів. Останній недолік тепер є не таким істотним, тому що в енергосистемах нині наявні потужні розрахункові комплекси для розрахунку струмів к.з.

Розрахунок ступінчатих спрямованих струмових захистів нульової послідовності зводять до:

- визначення параметрів спрацювання захистів – струмів спрацювання та часів спрацювання;

- визначення необхідності встановлення в захисті органа спрямування потужності нульової послідовності з метою забезпечення селективності роботи захисту;

- перевірка чутливості захисту.

Залежно від класу напруги та конфігурації мережі на лініях 110–750 кВ встановлюють такі захисти струму нульової послідовності:

- чотириступеневі – для ліній 110–750 кВ, що мають живлення з двох і більше сторін;

- триступеневі – для нетупикових ліній 110–220 кВ з одностороннім живленням;

- двоступеневі – для тупикових ліній 110–220 кВ.

У всіх схемах цих захистів ступені, за винятком останнього, є спрямованими струмовими відсічками нульової послідовності. Вони призначені для захисту всієї лінії від однофазних коротких замикань. Останній ступінь, зазвичай, виконує функції резервного захисту від однофазних к.з. на суміжній лінії.

4. Струмова відсічка на повітряних лініях 6 – 10 кВ

Струмова відсічка - захист, який відстроєний від зовнішніх струмів короткого замикання є першим ступенем захисту і працює зазвичай без витримки часу. Принципова відмінність струмової відсічки від максимального струмового захисту полягає у тому, що його відстроюють не від робочих струмів, а від струмів короткого замикання при зовнішньому к. з.. Для забезпечення селективності, СВ відстроюється від струму короткого замикання наприкінці лінії (к. з. за трансформатором). За принципом дії струмова відсічка використовує зменшення величини струму при віддаленні точки к. з. від джерела живлення. Таким чином, захист лінії виконується двохступінчастим: максимальний струмовий захист і струмова відсічка.

Спрямовані струмові відсічки виконують без витримки і з витримкою часу. Розглянемо роботу струмової спрямованої відсічки (ССВ) без витримки часу на прикладі захисту лінії з двостороннім живленням (рис. 5.7). Струмові відсічки А1 та А2 встановлені з обох кінців лінії.

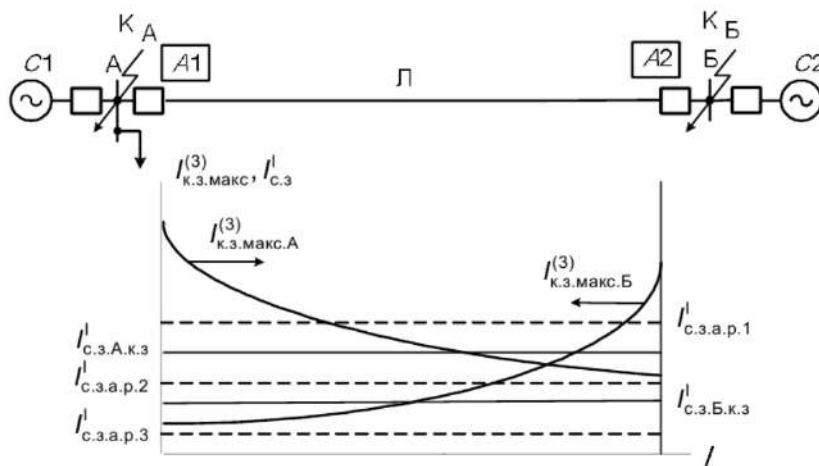


Рисунок 5.7 – Спрямована струмова відсічка без витримки часу

Струм спрацювання ССВ вибирають з умови відведення від максимального струму в місці встановлення захисту за трифазного к.з. на шинах протилежної підстанції:

– для ССВ А1

$$I_{с.з.А(к.з)}^I = k_{від} \cdot I_{к.з.макс.Б}^{(3)} ;$$

– для ССВ А2

$$I_{с.з.Б(к.з)}^I = k_{від} \cdot I_{к.з.макс.А}^{(3)} .$$

За наявності двох джерел живлення в лінії може протікати значний струм, зумовлений хитаннями генераторів або виходом генераторів з

синхронізму. Такі процеси можуть виникати в енергосистемі після вимкнення зовнішніх к.з. або під час порушення динамічної стійкості в енергосистемі. Урівнювальний струм може перевищувати струм трифазного к.з. і від нього обов'язково потрібно відводити ССВ.

$$I_{с.з.(а.р.)}^I = k_{від} \cdot I_{ур},$$

$$I_{ур} = \frac{|\dot{E}_A - \dot{E}_B|}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma}},$$

де $I_{ур}$ – урівнювальний струм;

$\dot{E}_A, \dot{E}_B$ – еквівалентні ЕРС систем, взяті за взаємного кута 180° ;

$z_{\Sigma} = z_{C1} + z_{C2} + z_l$ – сумарний еквівалентний імпеданс систем та лінії.

Відповідно з цих значень вибирають більші значення струмів. Орган спрямування потужності в ССВ встановлюють залежно від того, яке значення струму спрацювання буде визначальним.

Струми спрацювання та встановлення органу спрямування потужності ССВ А1 та А2 вибирають так:

– струм спрацювання $I_{с.з.(а.р.)}^I$ є більшим від значень, визначених для ліній. Тоді струми спрацювання захистів А1 та А2 вибирають однаковими:

$$I_{с.з.А(к.з.)}^I = I_{с.з.В(к.з.)}^I = I_{с.з.(а.р.)}^I.$$

У цьому разі органи спрямування потужності не встановлюють для ССВ А1 та А2, тому що за коротких замикань у точках K_A чи K_B струми, що протікатимуть через місця встановлення захистів, будуть меншими від струмів їх спрацювання;

– струм спрацювання $I_{с.з.(а.р.)}^I$ є меншим від двох інших струмів (на рис. 5.23 це струм $I_{с.з.(а.р.)3}^I$). Тоді струми спрацювання захистів А1 та А2 дорівнюватимуть відповідно

$$I_{с.з.А}^I = I_{с.з.А(к.з.)}^I,$$

$$I_{с.з.В}^I = I_{с.з.В(к.з.)}^I.$$

У такому разі орган спрямування потужності для захисту А1 не встановлюють, оскільки за короткого замикання в точці K_A через місце встановлення захисту буде протікати струм $I_{к.з.В}$, який є меншим від струму спрацювання захисту А1. Навпаки, для захисту А2 орган спрямування потужності є обов'язковим. Невстановлення органу спрямування потужності для захисту А2 призводить до хибного спрацювання захисту за короткого замикання в точці K_B , тому що $I_{к.з.макс.А} > I_{с.з.В}^I$;

– струм спрацювання $I_{с.з.(а.р.)}^I$ буде більшим, ніж струм $I_{с.з.В(к.з.)}^I$, але меншим від струму $I_{с.з.А(к.з.)}^I$. У цьому разі для захисту А2 необхідно встановлювати орган спрямування потужності. Коли

$$I_{к.з.макс.А} < I_{с.з.В}^I = I_{с.з.В(к.з.)}^I,$$

то струми спрацювання ССВ А1 та А2 відповідно становлять

$$I_{с.з.А}^I = I_{с.з.А(к.з)}^I, \quad I_{с.з.Б}^I = I_{с.з.А(а.р.)2}^I.$$

Для струмових відсічок А1 та А2 можна і не встановлювати органи спрямування потужності. У цьому разі струм спрацювання для обох комплектів потрібно вибрати більшим з трьох, але тоді один з комплектів буде менш чутливим.

Вибирають параметри спрацювання спрямованої струмової відсічки з витримкою часу за аналогією, як для неспрямованих захистів. Щодо вибору струму спрацювання для спрямованої струмової відсічки без витримки часу варто користуватись рекомендаціями, які наведені вище.

Тема 6. Диференційні струмові захисти

1. Призначення та принцип дії диференційних захистів ЛЕП

Диференційні струмові захисти ЛЕП – це захисти з абсолютною селективністю (реагують на пошкодження тільки тієї лінії електропередачі, що захищають), в яких використовують принцип порівняння струмів початку та кінця лінії.

Розрізняють поздовжні та поперечні диференційні захисти ЛЕП.

Диференційні захисти (ДЗ) можна виконувати з циркуляційними струмами та зі зрівноваженими напругами. В Україні застосовують переважно перший принцип виконання захисту – з циркуляцією струмів.

Оскільки диференційний захист має абсолютну селективність, його виконують без витримки часу.

На рис 7.1 наведена однолінійна схема поздовжнього ДЗ (з циркуляцією струмів) ЛЕП. На початку та в кінці лінії встановлюють трансформатори струму ТА1 та ТА2, що утворюють "плечі" захисту. Вимірний орган захисту – максимальне реле струму КА – вмикають на різницю струмів вторинних обмоток трансформаторів струму ТА1 та ТА2. Для схеми у трифазному виконанні в плечах захисту встановлюють по три трансформатори струму та три вимірні органи.

Ділянка лінії, що є між трансформаторами струму – "плечами" захисту, є зоною дії захисту.

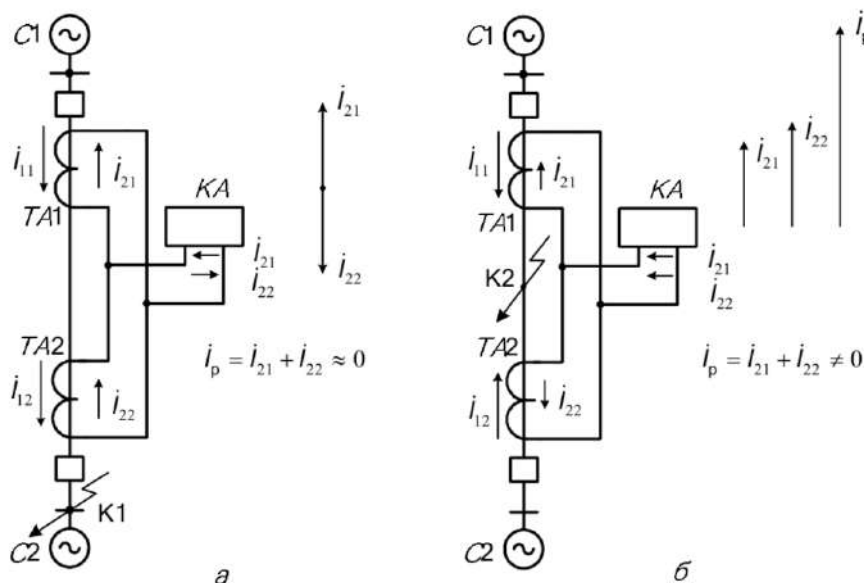


Рисунок 6.1 - Принцип роботи поздовжнього диференційного захисту ЛЕП

За короткого замикання поза зоною дії захисту (точка К1, рис. 7. 1, а), – за прийнятого додатного напрямку струмів, струм у реле КА дорівнює різниці вторинних струмів трансформаторів струму ТА1 і ТА2. Тому в ідеальному випадку (за відсутності похибок трансформаторів струму) струм у реле дорівнює нулю $\dot{I}_p = 0$ і реле не спрацює. Як видно з рисунку, є ще один контур замикання струмів – це вторинні обмотки трансформаторів струму

ТА1–ТА2. Але вторинні струми трансформаторів струму практично не будуть замикатись по контуру вторинних обмоток ТА1–ТА2, тому що опір реле КА є набагато менший від вхідного імпедансу вторинних обмоток трансформаторів струму – за ненасичення осердь ТА1 і ТА2. Це пояснюється тим, що первинні обмотки ТА під'єднані до джерел струму (струми лінії, що захищають) з великим внутрішнім опором. За короткого замикання в зоні дії захисту (точка К2, рис. 6.1, б), – струм в обмотці реле КА дорівнює сумі вторинних струмів трансформаторів струму ТА1 і ТА2:

$$\dot{I}_p = \dot{I}_{21} + \dot{I}_{22} \neq 0,$$

що ілюструється векторною діаграмою рис. 6.1, б. Реле КА в такому разі спрацює.

2. Вибір струму спрацювання поздовжнього диференційного захисту ЛЕП

За короткого замикання поза зоною дії захисту струм у реле відсутній, якщо відсутні похибки трансформаторів струму. Але насправді за рахунок похибок трансформаторів струму їх вторинні струми, незважаючи на рівність первинних струмів, відрізняються як за модулем, так і за фазою. Внаслідок цього за нормального режиму, а також за зовнішнього к.з. в обмотці реле циркулюватиме струм, який називають струмом небалансу $I_{нб}$.

Для того, щоб диференційний захист не спрацював за короткого замикання поза зоною дії захисту, необхідно відвести струм спрацювання вимірного органа захисту від струму небалансу $I_{нб}$.

З розрахункової схеми (рис. 6.2) видно, що вторинні струми ТА визначають як

$$\dot{I}_{21} = \dot{I}'_{21} - \dot{I}'_{\mu 1},$$

$$\dot{I}_{22} = \dot{I}'_{22} - \dot{I}'_{\mu 2},$$

де $\dot{I}'_{21}, \dot{I}'_{22}$ – первинні струми, приведені до вторинної обмотки ТА;

$\dot{I}'_{\mu 1}, \dot{I}'_{\mu 2}$ – струми намагнічування, приведені до вторинної обмотки ТА.

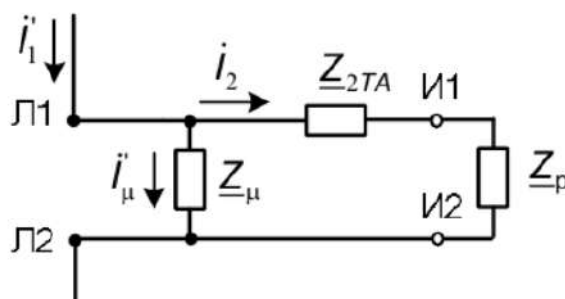


Рисунок 6.2 – Розрахункова схема трансформатора струму

У розрахунковій схемі ТА не враховано опір його первинної обмотки, тому що ця обмотка під'єднана до джерела струму (струм лінії) з великим

внутрішнім опором. За зовнішніх к.з. струм в обмотці реле дорівнює різниці вторинних струмів:

$$\dot{I}_p = \dot{I}_{нб} = \dot{I}_{21} - \dot{I}_{22} = \dot{I}_{\mu 2} - \dot{I}_{\mu 1}.$$

Отже, струм небалансу визначається струмами намагнічення трансформаторів струму і ці струми є неоднаковими, тому що ідентичних трансформаторів практично не буває. Струм намагнічення ТА істотно збільшується за перехідних процесів, коли аперіодична складова первинного струму зовнішнього к.з. майже повністю замикається через вітку намагнічення $\underline{Z}_\mu$ (рис. 6.2). Магнітопровід ТА в цьому разі насичується (величина $\underline{Z}_\mu$ зменшується), трансформація у вторинну обмотку періодичної складової первинного струму погіршується і, як наслідок, струм небалансу збільшується.

Крім аперіодичної складової істотно впливає на величину струму небалансу залишкова індукція магнітопроводу. За однакових знаків залишкової індукції магнітопроводу та індукції, що виникає від аперіодичної складової струму, струм небалансу ще більше зростає.

Отже, для запобігання хибної роботи поздовжнього диференційного захисту струм спрацювання його вимірних органів необхідно вибирати з умов відведення від максимального струму небалансу, що виникає за перехідних струмів зовнішніх к.з

$$I_{с.р} = k_{від} I_{нб.макс},$$

$$I_{нб.макс} = 0,1 \cdot \frac{k_{ап} k_{одн} I_{к.з.зовн.макс}^{(3)}}{k_{ТА}},$$

де $k_{від}=1,3$ – коефіцієнт відведення;

$\epsilon=10\%=0,1$ – допустима похибка трансформатора струму;

$k_{ап}$ – коефіцієнт, що враховує вплив аперіодичної складової в струмі зовнішнього к.з.;

$k_{одн}$ – коефіцієнт однотипності, враховує тип ТС, під'єднаних до схеми ДЗ: для однотипних ТС $k_{одн} = 0,5$, для різнотипних – $k_{одн}=1$;

$k_{ТА}$ – коефіцієнт трансформації ТС;

$I_{к.з.зовн.макс}^{(3)}$ – максимальний струм зовнішнього трифазного к.з.

Чутливість поздовжнього ДЗ визначають за мінімального струму двофазного к.з. у зоні дії захисту. Розрахунковим, зазвичай, є випадок одностороннього живлення к.з., коли струм протікає тільки через одну групу трансформаторів струму схеми ДЗ. Чутливість дії захисту оцінюють коефіцієнтом чутливості

$$k_\chi = \frac{I_{р.к.з.мін}^{(2)}}{I_{с.р}} \geq 2,$$

де $I_{р.к.з.мін}^{(2)}$ – струм в обмотці реле, що протікає від однієї групи трансформаторів струму схеми захисту за короткого замикання в точці К2,

рис. 6.1. Розглядають режими живлення від системи С1 або С2 та вибирають менше значення струму к.з.;

$I_{с.р}$ – струм спрацювання реле ДЗ, який визначають за розглянутою вище формулою.

Зазвичай, чутливість ДЗ є недостатньою за застосування вимірного органа – реле струму серії РТ-40. Відомі такі основні способи підвищення чутливості поздовжнього ДЗ:

- сповільнити роботу захисту. Це дає можливість відвести захист від впливу аперіодичної складової, але тоді випадку втрачається основна перевага диференційного захисту – швидкодія. Тому такий спосіб не набув застосування на практиці;

- увімкнення вимірного органа захисту через проміжний швидконасичувальний трансформатор струму. Цей спосіб дозволяє відвести роботу захисту від впливу аперіодичної складової. Застосовують спеціальні реле з проміжними швидконасичуваними трансформаторами типу РНТ;

- використання в ДЗ реле з гальмуванням. За зовнішнього к.з. струми небалансу, що протікають у вимірному органі захисту, можуть бути зумовлені не тільки аперіодичною складовою струму к.з., але й періодичною. Для відведення від впливу періодичної складової струму за зовнішнього к.з. застосовують реле серії ДЗТ.

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

Основна

1. Рубаненко, О. Є. Релейний захист та автоматика електричних станцій / Рубаненко О. Є., Рубаненко О. О., Гунько І. О. - Вінниця : ВНТУ, 2023. 125 с.
2. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем: навчальний посібник. Ч. 2 / укл.: Д.П. Козярський, Е.В. Майструк, І.П. Козярський. - Чернівці: Чернівецький нац. ун., 2019.- 133 с.
3. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с.
4. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2021. – Ч. 2. – 276 с.
5. Релейний захист та кібербезпека енергетичних систем: Підручник / Є.І. Сокол, О.Г. Гриб, В.М. Баженов, В.П. Старенький, О.Ю. Заковоротний, М.М. Одегов та ін.– Харків: ФОП Панов А.М. 2019. – 390 с.

Додаткова

1. Сокол Є.І. Релейний захист електроенергетичних систем: підручник / Є.І.Сокол, Г.А.Сендерович, О.Г.Гриб та ін. - Харків: ФОП Бровін О.В., 2020.- 306 с.
2. Сокол Є.І. Проектування електроенергетичних і електромеханічних систем та пристроїв. Релейний захист: навчальний посібник / Є.І.Сокол, О.Г.Гриб, В.М.Баженов та ін. - Харків: ФОП Бровін О.В., 2020.- 128 с.
3. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Навчальний посібник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. – 500 с.
4. Мікропроцесорний релейний захист ліній електропередач: лаб.практикум / О. Є. Рубаненко, О. Ф. Гончарук, О. О. Рубаненко ; Вінниц.нац. техн. ун-т. - Вінниця : ВНТУ, 2017. - 110 с.

Кравченко Володимир Олексійович
Сіренко Юлія Володимирівна
Юрченко Олександр Юрійович

Релейний захист

Частина 1

Конспект лекцій

Суми, РВВ, Сумський національний аграрний університет, вул.Г.Кондратьєва,160

Підписано до друку: _____ 2025 р. Формат А5: Гарнітура Times New Roman

Тираж: ____ примірників Замовлення _____ Ум. друк. арк. _____
