

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ, МОЛОДІ ТА СПОРТУ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ "ЛЬВІВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА"



КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ З КУРСУ

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕСИЛАННЯ

Склав: к.т.н., доц. каф. ЕСМ
Кідиба В.П.

ЛЬВІВ – 2013

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕСИЛАННЯ

1. Пошкодження та особливі режими ліній електропересилання

В електроенергетичних системах найбільша кількість пошкоджень припадає на лінії електропересилання.

До основних пошкоджень ліній електропересилання 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 ($K_s^{(1)}$).

Міжфазні к.з., двофазні к.з. на землю та однофазні к.з. в 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 випадку виникнення таких пошкоджень захисти повинні діяти з мінімально можливою витримкою часу на вимкнення пошкодженої лінії.*

У мережах з ізольованою нейтраллю у випадку 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 випадку 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, як правило, 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, торфозробки 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.

До особливих режимів ліній електропересилання належать:

- перевантаження;
- асинхронний хід;
- синхронні хитання.

Перевантаження ліній виникають у випадках 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, як правило, 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.). Ліквідація таких режимів здійснюється спеціальними пристроями автоматики. Пристрої релейних захистів, навпаки, не повинні працювати під час виникнення цих особливих режимів та не діяти на вимкнення ліній. Лише у випадку відмови чи неправильної роботи пристроїв автоматики (ПА) енергосистем за тривалих хитань чи асинхронного ходу, спеціальні резервні захисти джерел енергії (в основному – синхронних машин) повинні запобігати їх пошкодженню від перевантаження та вимикати від мережі.

2. Струмові захисти ліній з одностороннім живленням

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, в основному, для захисту ліній від однофазних к.з. на землю, а також резервують дію основних захистів від міжфазних к.з.

2.1. Максимальний струмовий захист

Принципова схема МСЗ показана на рис. 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 вносить затримку у спрацюванні 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 може бути повернений 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 $1 \div 4$ 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 *УАТ*, тоді електромагніт спрацьовує, вимикач *Q* вимикається. Щоб запобігти згорянню котушки електромагніту вимкнення *УАТ* за рахунок тривалого протікання по ній струму (після вимкнення к.з. – за випадку залипання якоря, контактів проміжного реле *КЛ*), – послідовно в колі живлення електромагніту *УАТ* передбачені блок-контакти вимикача *Q*. Ці блок-контакти розмикаються після вимкнення вимикача.

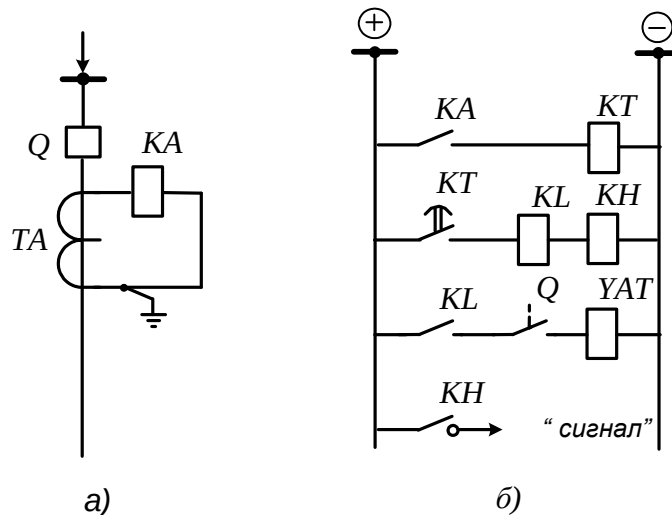


Рис. 1. Принципова схема МСЗ

Розрахунок МСЗ зводять до:

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

Крім розрахунку основних параметрів спрацювання МСЗ здійснюють перевірку трансформаторів струму, а також перевірку термічної стійкості 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. 2) забезпечують наступним чином: час спрацювання захисту, розташованого ближче до джерела живлення (захист А1), має бути більшим за час спрацювання захисту, більш віддаленого від джерела живлення (захист А2), на величину Δt , що називають *ступенем селективності*. Ця умова буде забезпечуватись, коли

$$t_1 = t_2 + \Delta t, \quad (1)$$

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

У випадку к.з. на лінії Л2 (рис. 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 вимірний орган захисту А1 повернеться у вихідний стан і непошкоджена лінія Л1 не вимкнеться.

Ступінь селективності залежить від таких факторів:

$$\Delta t = t_{Q2} + t_{i1} + t_{i2} + t_{f1} + t_{\text{заї}}, \quad (2)$$

де t_{Q2} – час спрацювання вимикача Q2 ($0,05 \div 0,3$ с); t_{i1} , t_{i2} – похибки у часі дії захистів A1 та A2 відповідно (для реле серії РТ-80 похибка становить $0,05 \div 0,1$ с; для реле РТВ становить: $0,3$ с – для незалежної частини характеристики, $0,8 \div 1$ с – для залежної частини характеристики); t_{i1} – інерційна похибка в дії захисту A1 з індукційним реле, що внаслідок сили інерції деякий час продовжує працювати навіть після вимкнення к.з. захистом A2 на попередньому об'єкті (лінія Л2). Значення ступеня селективності Δt захистів з електромеханічними та напівпровідниковими реле, як правило, знаходиться в межах $0,4 \div 1$ с. Для цифрових захистів ступінь селективності Δt можна зменшити до $0,3$ с.

Якщо захист попереднього об'єкта (для лінії Л1 попереднім об'єктом є лінія Л2, рис. 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 $\Delta t = 0,5 \div 0,6$ с.

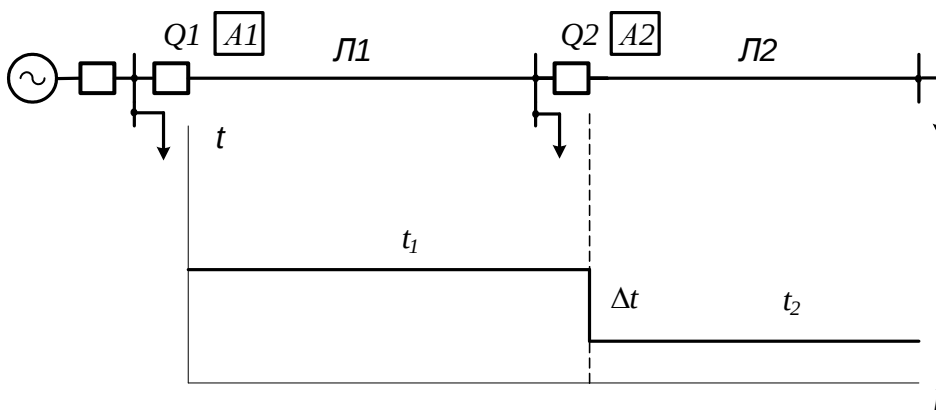


Рис. 2. Ступінчасті витримки часу спрацювання МСЗ ліній з одностороннім живленням

Отже, вибір часу спрацювання максимальних струмових захистів послідовних ділянок мережі (рис. 2) здійснюють за *ступінчастим принципом*. Починають вибір 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 дана 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 (більш віддаленої від джерела живлення).

Крім МСЗ зі ступінчатою характеристикою витримки часу (далі – незалежною витримкою часу) на практиці застосовують МСЗ із залежною від струму характеристикою витримки часу (далі – залежною витримкою часу). Для МСЗ із залежною витримкою часу час спрацювання залежить від величини струму. За різних струмів к.з., в тому числі – 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.

Вибір витримок часу із залежною від струму характеристикою здійснюють так (рис. 3). Будують залежну характеристику часу спрацювання від струму в реле захисту більш віддаленої ділянки – МСЗ А2. На цій характеристиці по осі абсцис відкладають значення струму в реле за короткого замикання в точці К2 на початку лінії Л2 $I_{\delta\hat{E}2}$. Для цього струму знаходять час спрацювання реле МСЗ А2 (на кривій рис. 3 точка А). До цього часу t_2 додають час, що дорівнює ступені селективності Δt і отримують точку Б. Після цього вибирають характеристику реле МСЗ А1, що повинна проходити через точку Б.

Визначають ступінь селективності Δt , користуючись наступними 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.

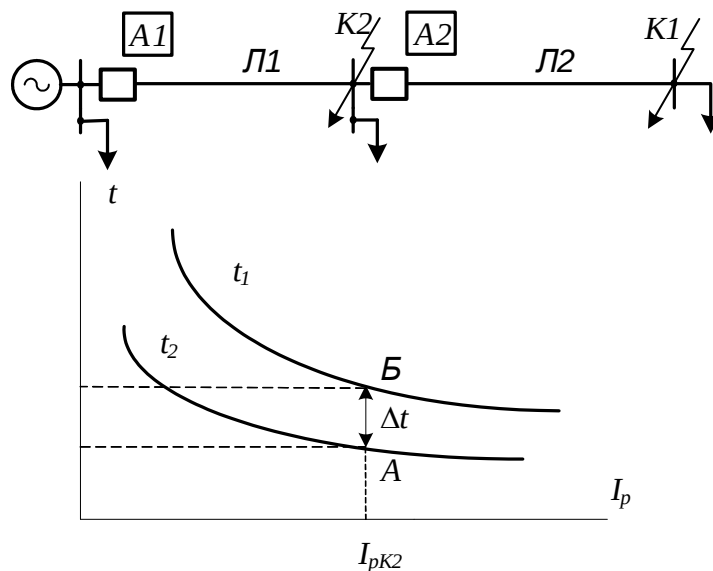


Рис. 3. Узгодження МСЗ із залежною характеристикою спрацювання для послідовних ділянок ліній з одностороннім живленням

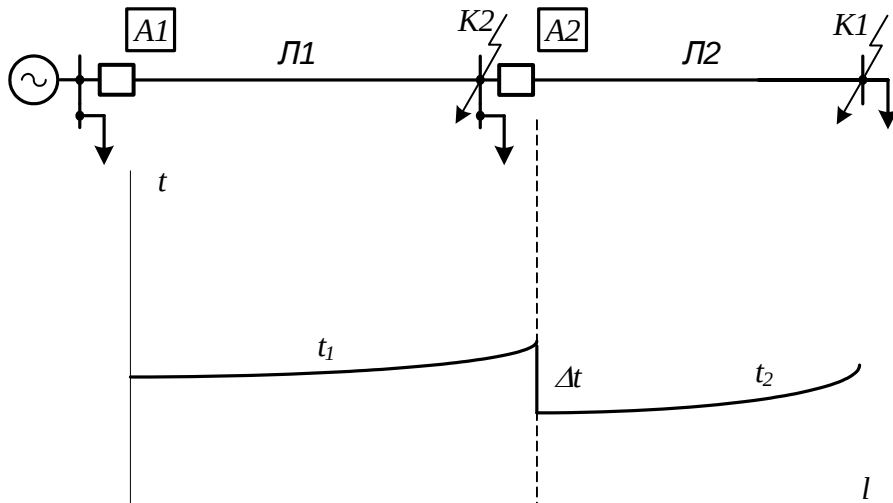


Рис. 4. Характеристики залежних від струму витримок часу МСЗ послідовних ділянок ліній з одностороннім живленням

Як відмічено вище, для МСЗ із залежною витримкою часу час спрацювання залежить від струму. Тому із збільшенням струму к.з., в тому числі – 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. 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 електромагнітними 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.

Як правило, розрахунковими є післяаварійні режими, що супроводжуються значними перевантаженнями. Так, під час к.з. на лінії $L2$ (рис. 2) спрацьовують пускові органи захистів $A1$ та $A2$. Після селективного вимкнення цього пошкодження захистом $A2$ пусковий орган $A1$ повинен повернутись у вихідне положення. Тому струм повернення пускового органа МСЗ $A1$ повинен бути більшим від струму, який протікає через лінію $L1$ після вимкнення пошкодження захистом $A2$.

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 самозапускатись. В цьому випадку в лінії $L1$ (рис. 2), що живить підстанцію, зростає струм, який досягає значення, більшого від робочого максимального струму – струм самозапуску $I_{\text{н.çàï}}$ (рис. 5).

З врахуванням вищенаведеного струм повернення вимірного органа МСЗ лінії $L1$ (рис. 2) визначають з виразу

$$I_{\text{л.д}} = \frac{k_{\text{зв}} \cdot k_{\text{н}}^{(3)} \cdot k_{\text{н.з}} \cdot I_{\text{л.д}}}{k_{\text{ТА}}},$$

де $k_{\text{зв}}$ – коефіцієнт відведення, що враховує неточність розрахунку, похибку реле, необхідний запас тощо: $k_{\text{зв}} = 1,1 \div 1,2$ – для реле РТ-40, $1,2 \div 1,4$ – для реле РТВ; $k_{\text{н.з}}$ – коефіцієнт, що враховує самозапуск двигунів, визначає відношення струму самозапуску двигунів до робочого максимального струму лінії та знаходиться в межах $1 \div 5$; $k_{\text{н}}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми з'єднання вторинних кіл ТА та вимірних органів МСЗ; $I_{\text{л.д}}$ – робочий максимальний струм лінії; $k_{\text{ТА}}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

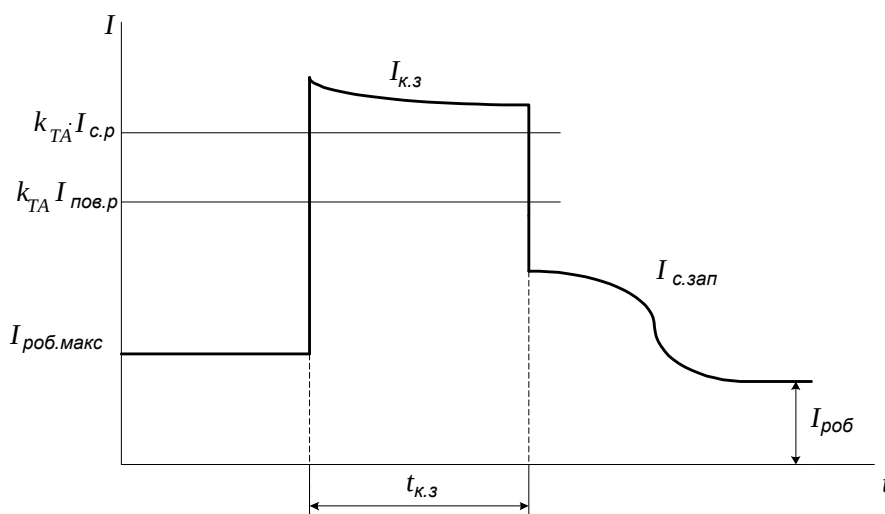


Рис. 5. Зміна струму в лінії під час та після вимкнення к.з.

Враховуючи, що коефіцієнт повернення реле $k_{\text{л.д}} = \frac{I_{\text{л.д}}}{I_{\text{н.д}}}$, розраховують відповідно

вторинний та первинний струми спрацювання МСЗ за виразами

$$I_{\text{н.д}}^{\text{III}} = \frac{k_{\text{зв}} \cdot k_{\text{н}}^{(3)} \cdot k_{\text{н.з}} \cdot I_{\text{л.д}}}{k_{\text{л.д}} \cdot k_{\text{ТА}}};$$

$$I_{\text{н.з}}^{\text{III}} = \frac{k_{\text{зв}} \cdot k_{\text{н.з}} \cdot I_{\text{л.д}}}{k_{\text{л.д}}},$$
(3)

де $k_{\text{л.д}}$ – коефіцієнт повернення реле, ($k_{\text{пов}} = 0,65$ – для реле прямої дії РТМ; $0,8$ – для реле РТ-40, РТ-80; $0,95 \div 0,97$ – для цифрових реле); $k_{\text{н}}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми з'єднання вторинних кіл ТА та вимірних органів МСЗ; $I_{\text{с.д}}^{\text{III}}$ – струм спрацювання вимірного органа МСЗ; $I_{\text{н.з}}^{\text{III}}$ – первинний струм спрацювання МСЗ.

У випадку, якщо МСЗ захищає послідовні лінії, його необхідно узгоджувати за чутливістю, щоби захист лінії, яка знаходиться ближче до джерела живлення не був більш чутливий, ніж захист лінії, більш віддаленої від джерела живлення. Тому за цією умовою струм спрацювання МСЗ становить

$$I_{\tilde{n},\zeta}^{\text{III}} = k_{\hat{a}^3\hat{a}} \cdot \frac{I_{\text{с.с.}(N-1)}^{\text{III}}}{k_{\delta}}, \quad (4)$$

де $k_{\hat{a}^3\hat{a}}$ – коефіцієнт відведення, $k_{\hat{a}^3\hat{a}} = 1, 1 \div 1, 3$; $I_{\text{с.с.}(N-1)}^{\text{III}}$ – струм спрацювання МСЗ суміжної, більш віддаленої від джерела живлення, лінії; k_{δ} – коефіцієнт струморозподілу – відношення струму в місці встановлення захисту суміжної лінії, більш віддаленої від джерела живлення, до струму в місці встановлення захисту лінії, що знаходиться ближче до джерела живлення, під час к.з. на суміжній лінії, більш віддаленій від джерела живлення. В залежності від конфігурації мережі його значення може бути більше 1, менше 1 або рівне 1.

У відповідності до визначення k_{δ} та струму спрацювання (4), в якості прикладу, для схем мережі (рис. 6) отримано для МСЗ лінії Л1 такі розрахункові вирази для коефіцієнта струморозподілу k_{δ} :

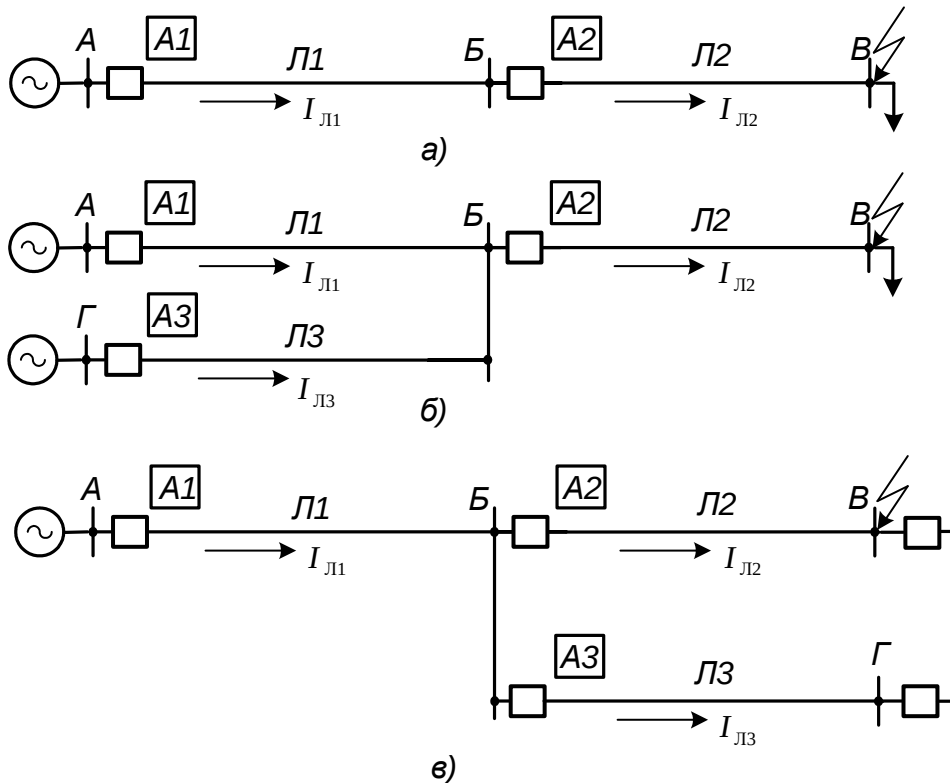


Рис. 6. До визначення коефіцієнта струморозподілу k_p

- для мережі (рис. 6, а)

$$k_{\delta} = \frac{I_{\tilde{E}2}}{I_{\tilde{E}1}} = 1;$$

- для мережі (рис. 6, б)

$$k_{\delta} = \frac{I_{\delta 2}}{I_{\delta 1}} = \frac{I_{\delta 1} + I_{\delta 3}}{I_{\delta 1}} > 1;$$

- для мережі (рис. 6, в)

$$k_{\delta} = \frac{I_{\delta 2}}{I_{\delta 1}} < 1.$$

Для мережі рис. 6, в за різних довжин ліній Л2, Л3 також треба розрахувати k_{δ} під час к.з. на шинах Г та обрати його менше значення.

З двох умов (3) та (4) вибирають більше значення розрахованого струму спрацювання МСЗ.

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

$$k_{\div} = \frac{I_{\delta, \div}^{(2)}}{I_{\delta, \delta}^{\text{III}}}, \quad (5)$$

де $I_{\delta, \div}^{(2)}$ – мінімальний струм в реле за двофазного к.з. в кінці лінії; $I_{\delta, \delta}^{\text{III}}$ – 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 (більш віддаленої від джерела живлення), чутливість МСЗ оцінюють за мінімальним струмом двофазного к.з. в кінці цієї суміжної лінії. Коефіцієнт чутливості в цьому випадку повинен бути не меншим 1,2.

2.2. Струмова відсічка без витримки часу

Основні органи струмової відсічки (СВ) є ті самі, що і для МСЗ (рис. 1), за винятком того, що в логічній частині схеми пристрою відсутній орган витримки часу – реле часу KT (рис. 1). Принцип роботи СВ аналогічний принципу роботи МСЗ. Проте в роботу СВ вводять затримку часу порядку $0,06 \div 0,1$ с для узгодження роботи захисту з дією розрядників, що спрацьовують під час атмосферних розрядів, коли блискавка влучає в лінію і на її проводах виникає значна перенапруга. За спрацювання розрядника через нього короткочасно протікатиме також і струм лінії від джерела живлення. В цьому випадку струмова відсічка працювати не повинна. Неспрацювання струмової відсічки досягають за рахунок встановлення спеціального вихідного проміжного реле KL , наприклад, РП-231, що має затримку часу на спрацювання.

На рис. 7 зображена схема мережі та зміна струму к.з. залежно від віддаленості місця к.з. від початку лінії, де 1, 2 – залежності максимального та мінімального струмів к.з.

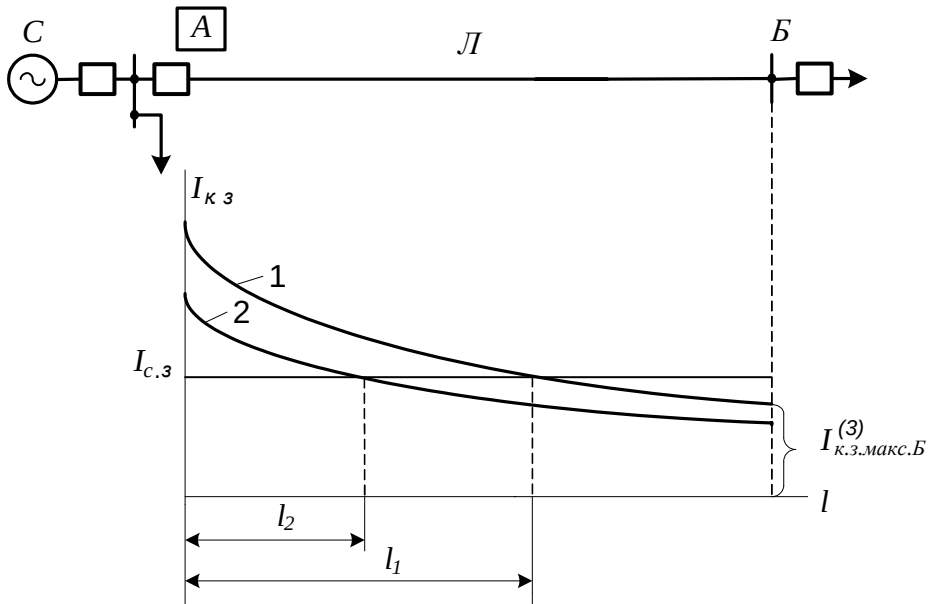


Рис. 7. Вибір струму спрацювання струмової відсічки без витримки часу

Параметром спрацювання СВ є струм спрацювання.

Струм спрацювання СВ відводять від максимального струму в місці встановлення захисту за трифазного к.з. в кінці лінії

$$I_{\text{н.с}}^I = k_{\text{зв}} \cdot I_{\text{к.з.}}^{(3)} \quad (6)$$

де $k_{\text{зв}}$ – коефіцієнт відведення, що враховує похибку розрахунків, похибку реле, вплив аперіодичної складової, необхідний запас тощо. Залежно від типу реле - вимірного органа СВ, для $k_{\text{зв}}$ приймають значення: 1,2÷1,3 – для реле РТ-40; 1,4÷1,5 – для реле РТ-80; 1,5÷1,6 – для реле РТМ.

Струм спрацювання $I_{\text{н.с}}^I$ струмової відсічки лінії, що живить трансформатори, необхідно відводити від стрибка струму намагнічення за вмикання під напругу цих трансформаторів

$$I_{\text{н.с}}^I = (4 \div 5) \cdot \sum_{i=1}^N I_{i \text{ н.с.}}; \quad (7)$$

$$\sum_{i=1}^N I_{i \text{ н.с.}} = \frac{\sum_{i=1}^N S_{i \text{ н.с.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{i \text{ н.с.}}},$$

де $I_{i \text{ н.с.}}$, $S_{i \text{ н.с.}}$ – номінальний струм та номінальна потужність i -го трансформатора, під'єданого до шин протилежної підстанції – підстанції Б; N – кількість трансформаторів, під'єднаних до шин протилежної підстанції; $U_{i \text{ н.с.}}$ – номінальна напруга на шинах підстанції Б.

З двох значень, отриманих із (6) та (7), вибирають більше значення.

На відміну від МСЗ селективність роботи СВ забезпечують вибором струму спрацювання і струмова відсічка захищає лише частину лінії, починаючи від її початку.

Чутливість струмової відсічки без витримки часу визначають коефіцієнтом чутливості та зоною її дії.

Коефіцієнт чутливості СВ лінії, яка виконує функції додаткового захисту визначають за трифазного к.з. в місці встановлення захисту – за найбільш сприятливого за умовою чутливості режиму

$$k_{\div} = \frac{I_{\delta, i}^{(3)}}{I_{\tilde{n}, \delta}^I} \geq 1, 2, \quad (8)$$

де $I_{\delta, i}^{(3)}$ – струм в обмотці реле за максимального струму трифазного к.з. на початку лінії;

$I_{\tilde{n}, \delta}^I$ – струм спрацювання реле

$$I_{\tilde{n}, \delta}^I = \frac{I_{\tilde{n}, \zeta}^I \cdot k_{\tilde{n}\delta}^{(3)}}{k_{TA}},$$

де $k_{\tilde{n}\delta}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми з'єднання вторинних кіл ТА та вимірних органів СВ; k_{TA} – коефіцієнт трансформації ТА.

Як видно з рис. 7 СВ захищає ділянки довжиною l_1 і l_2 відповідно за максимального та мінімального режимів к.з. Отже, струмова відсічка не має чіткої зони спрацювання. Зона спрацювання СВ залежить від режиму системи та виду к.з. (трифазне, двофазне тощо) а також від схеми сполучень вторинних кіл ТА та її вимірних органів. Тому СВ не можна застосовувати як єдиний захист лінії. СВ потрібно доповнювати одним із захистів:

- МСЗ, що захищає усю лінію та резервує роботу СВ під час к.з. на початку лінії;
- струмовою відсічкою з витримкою часу;
- струмовою відсічкою з витримкою часу та МСЗ, що виконує функції резервного захисту лінії.

Зона дії струмової відсічки може визначатись графічно, або аналітично.

Для графічного визначення будують залежність мінімального струму к.з. від віддаленості до місця пошкодження (рис. 7). На цьому ж графіку проводять пряму, що відповідає струму спрацюванню відсічки. Точка перетину цієї прямої з кривою зміни струму к.з. визначає зону дії струмової відсічки (відрізок l_2 на рис. 7).

Аналітично зону дії струмової відсічки без витримки часу розраховують за виразом

$$x_* = \frac{1}{x_{\tilde{E}}} \cdot \left(\frac{U_{\tilde{N}}}{I_{\tilde{n}, \zeta}^I} - x_C \right),$$

де x_* – довжина зони дії відсічки, виражена в долях реактивного опору лінії; $x_C, x_{\tilde{E}}$ – реактивні опори системи та лінії відповідно; U_C – фазне значення напруги системи; $I_{\tilde{n}, \zeta}^I$ – значення первинного струму спрацювання струмової відсічки без витримки часу.

2.3. Комбінована відсічка за струмом та напругою

Струмова відсічка може захищати цілу лінію, наприклад, радіальну лінію, що живить один трансформатор (рис. 8). Для цього випадку струм спрацювання СВ розраховують за виразом (6), відводячи від максимального струму трифазного к.з. за трансформатором (на рис. 8 точка K1). Коефіцієнт чутливості відсічки розраховують за мінімального струму двофазного к.з. між виводами обмотки трансформатора, підключеного до лінії Л (точка K2)

$$k_{\dot{I}} = \frac{I_{\dot{I}, \text{з}1}^{(2)}}{I_{\text{н.}\delta}^I} \geq 1,3.$$

Таким чином, СВ захищає не тільки цілу лінію, а й частину обмотки трансформатора, підключеної до цієї лінії.

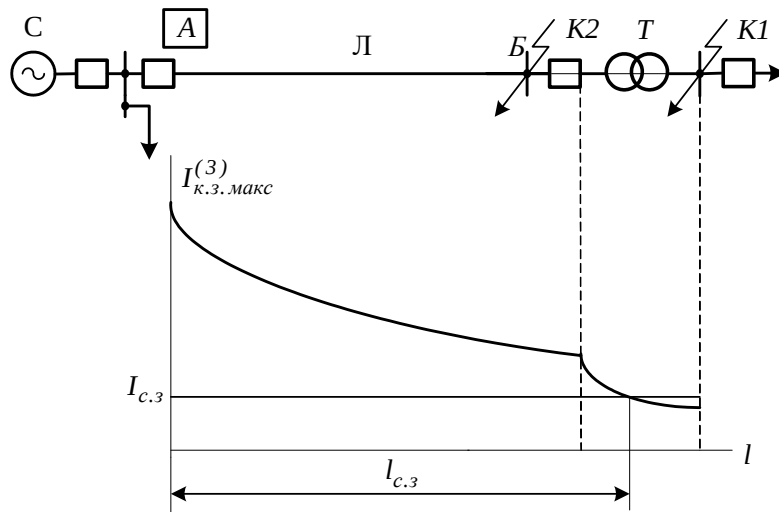


Рис. 8. Струмова відсічка радіальної лінії, що живить один трансформатор

У випадку, коли чутливість СВ не забезпечується, застосовують комбіновану відсічку за струмом та напругою.

Параметрами спрацювання комбінованої відсічки за струмом та напругою є струм спрацювання та напруга спрацювання.

Струм спрацювання комбінованої відсічки визначають з умови забезпечення потрібної чутливості за мінімального струму двофазного к.з.

$$I_{\text{н.}\zeta}^I = \frac{I_{\dot{I}, \text{з}1}^{(2)}}{k_{\dot{I}}}, \quad (9)$$

де $k_{\dot{I}} = 1,3$ – мінімальне значення коефіцієнта чутливості за двофазного к.з. в точці K2 (рис. 9, а); $I_{\dot{I}, \text{з}1}^{(2)}$ – мінімальне значення струму двофазного к.з між виводами обмотки трансформатора, підключеного до лінії (точка K2).

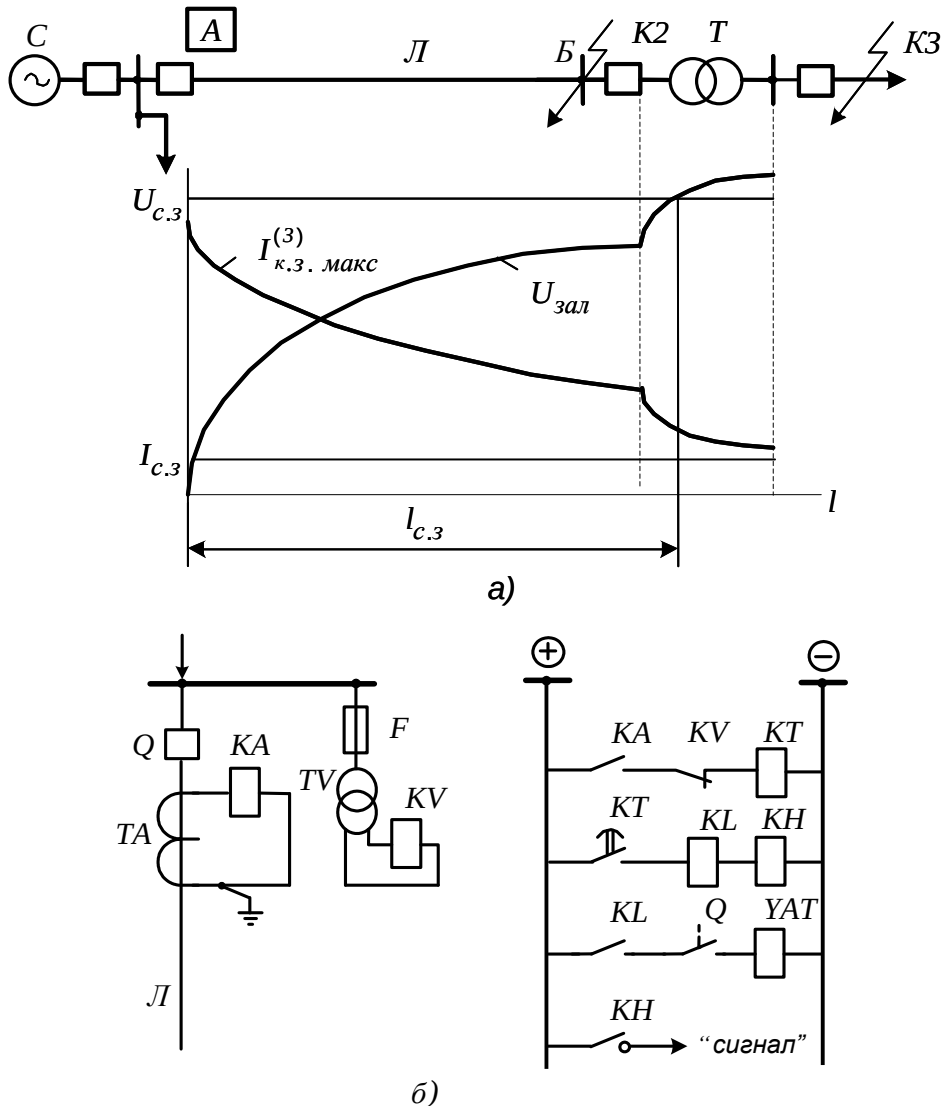


Рис. 9. Комбінована відсічка за струмом та напругою

За такого вибору струму спрацювання (9) СВ може неселективно працювати під час к.з. в точці К3 (рис. 9, а) на приєднаннях, що живляться від трансформатора, або хибно працювати від струму навантаження. Для блокування роботи СВ за таких випадків захист доповнюють органом мінімальної напруги, нормально замкнені (н.з.) контакти якого KV вмикають послідовно з контактами реле максимального струму KA (рис. 9, б).

За короткого замикання за трансформатором Т (точка К3 на рис. 9, а) буде спрацьовувати чутливий орган – реле струму KA – та замикатиме свої нормально відкриті (н.в.) контакти. Реле мінімальної напруги KV під час цього к.з. буде знаходитись у збудженому стані, оскільки напруга на шинах підстанції буде більша, ніж уставка реле, і контакти реле напруги KV будуть знаходитись в розімкненому стані (нагадаємо, що на схемах стан контактів зображають за незбудженого стану реле – за знеструмленої його обмотки). Тому захист загалом працювати не буде.

За короткого замикання на шинах підстанції (точка К2 на рис. 9, а), спрацьовує реле струму KA, а реле мінімальної напруги KV буде незбудженим, тобто замкне свої контакти KV, тому що напруга на шинах підстанції понизиться до величини меншої за уставку

Напругу спрацювання органу мінімальної напруги вибирають з умов

$$U_{\tilde{n}\zeta} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\tilde{n}\zeta} \cdot (z_{\tilde{E}} + z_{\tilde{O}\tilde{O}})}{k_{\tilde{a}^3\tilde{a}}};$$

$$U_{\tilde{n}\zeta} = \frac{U_{\tilde{O}\tilde{I}\tilde{A}\tilde{I}^3\tilde{I}}}{k_{\tilde{a}^3\tilde{a}}} \approx 0,7 \cdot U_{\tilde{I}\tilde{I}\tilde{I}},$$

3 двох значень $U_{\tilde{n},c}$ приймають *менше*.

$$k_{\dot{\gamma}} = \frac{U_{\tilde{\eta}, \zeta}}{U_{\hat{\eta}, \hat{\zeta}}} \geq 1,5, \quad (11)$$

де U_1 – напруга на шинах підстанції А, яку визначають з виразу

$$U_{\hat{c}.2} = \sqrt{3} \cdot z_{\hat{E}} \cdot I_{\hat{c}.2}^{(3)},$$

де $I_{\text{к.з.}}^{(3)}$ – максимальний струм трифазного к.з. в кінці лінії в точці К2 (рис. 9, а); Z_{Σ} , – модуль комплексного опору лінії.

Неселективна струмова відсічка – це захист, що реагує на пошкодження в межах *всієї лінії*. Неселективну відсічку без витримки часу застосовують на лініях за наступних випадків:

– коли необхідно забезпечити динамічну стійкість синхронних генераторів та двигунів, що живляться від тих самих шин, що і лінія, яку захищають. Динамічна стійкість синхронних машин, як правило, забезпечується, коли залишкова напруга $U_{\text{зає}}^{(3)}$ на шинах, від яких живиться дана лінія під час к.з. в її кінці, знаходиться в межах: для генераторів $U_{\text{зає}}^{(3)} \geq 0,6$; для синхронних двигунів $U_{\text{зає}}^{(3)} \geq 0,5$. У випадку, коли залишкова напруга на шинах менша від цих значень, к.з. на лінії повинні вимикатись без витримки часу;

– коли необхідно забезпечити термічну стійкість лінії. Це в основному стосується випадків, коли лінія виконана проводом малого перерізу і за довготривалого протікання струму к.з. по такій лінії можливе термічне пошкодження її проводів. Тому к.з. у будь-якій точці лінії повинно вимикатись без витримки часу.

Струм спрацювання неселективної струмової відсічки без витримки часу вибирають з умов надійного спрацювання за трифазного к.з. в межах лінії, коли пониження напруги на шинах підстанції стає нижче допустимого

$$I_{\tilde{n},\zeta}^I = \frac{U_{c,\tilde{n},\zeta_1}}{\sqrt{3} \cdot k_{\tilde{a}\tilde{z}\tilde{a}} \cdot (Z_{\tilde{n},\tilde{n},\zeta_1} + k_0 \cdot Z_{\tilde{n},\tilde{n},\zeta_1})}, \quad (12)$$

де $U_{c,\tilde{n},\zeta_1}$ – напруга системи в мінімальному режимі; $Z_{\tilde{n},\tilde{n},\zeta_1}$ – модуль опору системи за мінімального режиму; k_0 – коефіцієнт (рис. 10), що визначає залежність залишкової напруги в місці встановлення відсічки від віддаленості до місця к.з.; $k_{\tilde{a}\tilde{z}\tilde{a}} = 1,1 \div 1,2$ – коефіцієнт відведення.

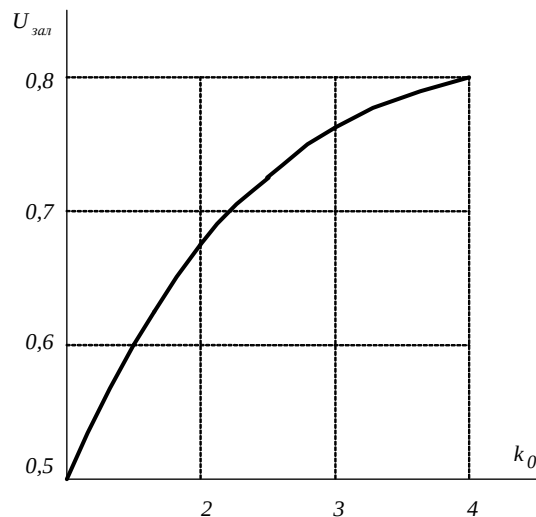


Рис. 10. Залежність $U_{\zeta\tilde{a}\tilde{e}} = f(k_0)$

Неселективність роботи захисту, що виникає після дії неселективної струмової відсічки (можливе вимкнення непошкодженої лінії за короткого замикання на суміжній лінії) виправляється роботою пристроїв АПВ.

2.5. Струмова відсічка з витримкою часу

Основним недоліком СВ є те, що вона захищає лише початок лінії. Зону дії СВ можна розширити, якщо зменшити уставку за струмом спрацювання, але в цьому випадку може не забезпечуватись селективність роботи струмової відсічки, тобто вона хибно може працювати під час міжфазних к.з. на початку суміжного об'єкта. В цьому випадку забезпечення селективності СВ здійснюють за рахунок введення в її роботу витримки часу. Таку струмову відсічку називають *струмовою відсічкою з витримкою часу*. Розглянемо принцип роботи СВ із витримкою часу (рис. 11) на прикладі захисту лінії.

Струм спрацювання $I_{\text{Е}2}^I$ СВ лінії Л2 згідно з (6) відводять від максимального струму трифазного к.з. в кінці лінії Л2 (точка К2). Аналогічно струм спрацювання $I_{\text{Е}2}^I$ СВ лінії Л1 відводять від максимального струму трифазного к.з. в кінці лінії Л1 (точка К1). Струмова відсічка лінії Л1 охоплює початок лінії Л1. Для захисту кінця цієї лінії можна застосувати струмову відсічку з витримкою часу, *струм спрацювання якої вибирають з умови відведення від струмів спрацювання СВ усіх об'єктів, що підключені до шин Б, в даному випадку - від СВ лінії Л2*

$$I_{\text{н.с.Е}1}^{\text{II}} = k_{\text{а}3\text{а}} \cdot I_{\text{н.с.Е}2}^I, \quad (13)$$

де $k_{\text{а}3\text{а}} = 1,05 \div 1,1$ – коефіцієнт відведення. Аналогічно відводимо струмову відсічку з витримкою часу лінії Л1 від СВ навантаження Н_Б.

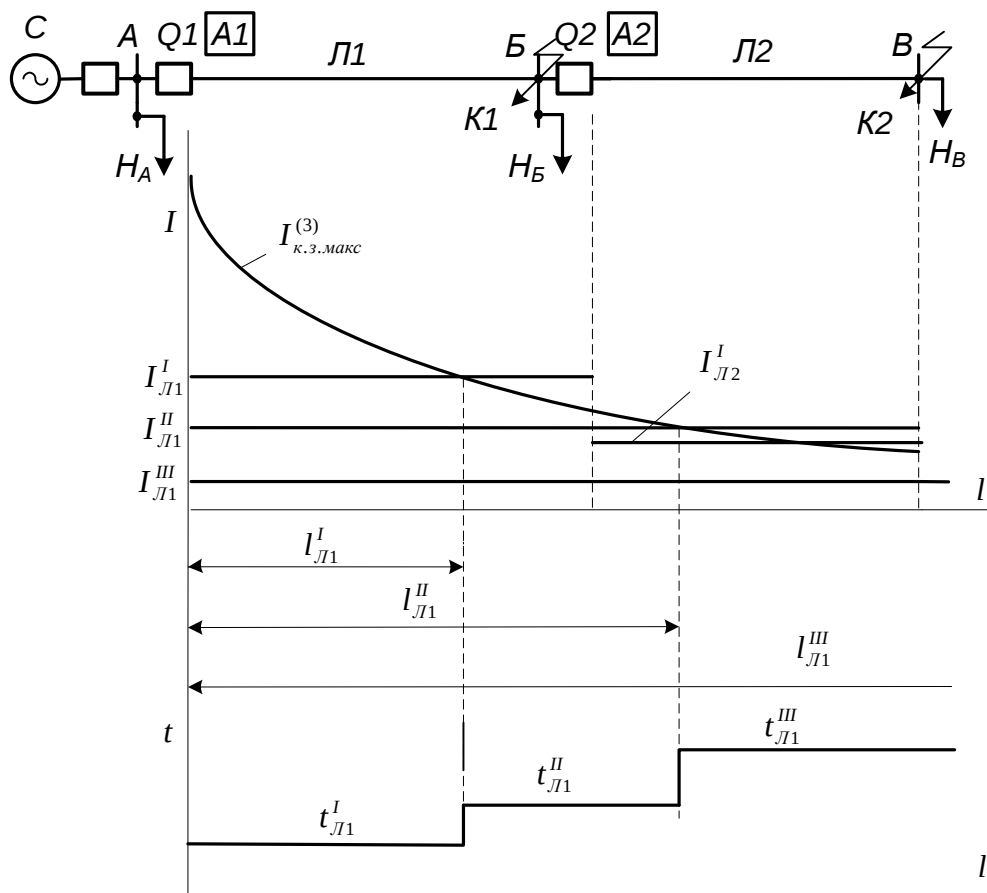


Рис. 11. Струмова відсічка з витримкою часу

Час спрацювання струмової відсічки з витримкою часу (рис. 11) вибирають на ступінь селективності більшим від часу спрацювання СВ без витримки часу суміжної, більш віддаленої від джерела живлення С, ланки і він становить

$$t^{\text{II}} = t_{n-1}^I + \Delta t, \quad (14)$$

де t_{n-1}^I – час спрацювання швидкодійного захисту суміжної ланки – для лінії Л1 це I ступінь захисту А2).

Чутливість струмової відсічки з витримкою часу перевіряють за мінімального двофазного к.з. в кінці лінії (точка К1), що захищають – лінії Л1

$$k_{\dot{I}} = \frac{I_{\dot{I}, \text{с.з.}}^{(2)} \cdot \dot{I}_{\text{н.с.}}}{I_{\text{н.с.}}^{\text{II}}}.$$

Коефіцієнт чутливості повинен бути більшим 1,3÷1,5.

Отже, як видно з рис. 11, струмова відсічка з витримкою часу охоплює повністю лінію Л1, резервує роботу СВ лінії Л1 під час к.з. на початку лінії та частково - СВ лінії Л2 під час к.з. за шинами підстанції Б.

Організований таким чином захист лінії називають струмовим захистом зі ступінчатою характеристикою витримок часу.

Як правило, СВ та струмова відсічка з витримкою часу доповнюють МСЗ, що виконує функції резервного захисту. На рис. 11 струм спрацювання МСЗ лінії Л – I_1^{III} , а її час спрацювання – $t_{\text{с.з.}}^{\text{III}}$.

2.6. Схеми струмових захистів

Вибираючи схеми струмових захистів, необхідно враховувати *технічні характеристики обладнання* (типи силових трансформаторів, схеми з'єднань обмоток трансформаторів струму, клас напруги тощо); *типи та уставки захистів* суміжних елементів, із якими проводять узгодження; *вид оперативного струму*, що є на даній підстанції.

Як правило, в енергосистемах України в схемах струмових захистів застосовують реле таких типів:

- реле прямої дії типу РТМ та РТВ, що вмонтовані безпосередньо в пружинно-вантажні приводи вимикачів 6 ÷ 35 кВ;
- електромагнітні реле непрямої дії типу РТ-40, РТ-140;
- індукційні реле непрямої дії типу РТ-80, РТ-90;
- напівпровідникові реле серії РСТ-11, РСТ-13 (не набули широкого застосування у зв'язку з нижчою надійністю порівняно навіть з електромеханічними реле);
- комплексні пристрої захисту з декількома електромеханічними реле типу КЗ-9, КЗ-12, КЗ-35;
- напівпровідникові комплексні пристрої захисту, наприклад, ЯРЭ-2201;
- цифрові пристрої, що останнім часом активно впроваджують в енергосистемах України, наприклад, REF-543 фірми ABB, SEPAM 1000 фірми Shneider Electric, та розробки Українських фірм, серед яких варто виділити продукцію "Київприладу" – МРЗС-05М, МРЗС-05Л.

В енергосистемах України для захистів ліній напругою до 35 кВ включно, що працюють з ізолюваною або компенсованою нейтраллю, для з'єднання вторинних обмоток трансформаторів струму застосовують схему "неповна зірка" – трансформатори струму встановлені у двох фазах А та С.

Схема максимального струмового захисту з реле струму прямої дії типу РТВ (рис. 12). У вторинні кола трансформаторів струму ТА1 та ТА2 увімкнені реле струму прямої дії

типу РТВ $KA1$ та $KA2$, що вмонтовані в приводи вимикачів напругою $6\div35$ кВ (в одному вимикачі вмонтовано два реле). Одночасно ці реле є виконавчими органами захисту, оскільки під час спрацювання вони безпосередньо діють на вимкнення вимикача.

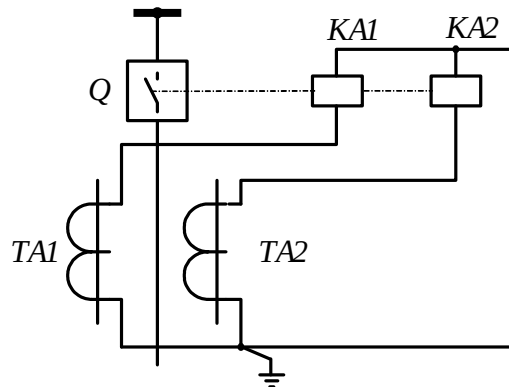


Рис. 12. Схема МСЗ із реле прямої дії типу РТВ

Схема максимального струмового захисту з обмеженою залежною витримкою часу на змінному оперативному струмі (рис. 13). Вимірні органи захисту виконані на індукційних реле серії РТ-80 (реле $KA1$ та $KA2$). У цьому ж колі розміщені два електромагніти вимкнення вимикача $YAT1$ та $YAT2$. За нормального режиму обмотки $YAT1$ та $YAT2$ зашунтовані перемикаючими контактами реле відповідно $KA1$ та $KA2$ і струм по них не протікає. У випадку спрацювання реле $KA1$, $KA2$ із витримкою або без витримки часу перемикаються контакти $KA1$, $KA2$ і у вторинне коло трансформаторів струму вмикаються котушки $YAT1$, $YAT2$. По котушках протікає струм, достатній для спрацювання електромагнітів вимкнення вимикача $YAT1$ та $YAT2$, оскільки струм під час к.з. суттєво зростає. Електромагніти спрацьовують і вимикач Q вимикається.

В схемі застосовують перемикаючі контакти реле $KA1$ та $KA2$, щоб запобігти розриву вторинних кіл ТА під час спрацювання реле $KA1$ та $KA2$. Перемикаючі контакти працюють наступним чином. Після спрацювання реле $KA1$ та $KA2$ замикаються контакти "1" та "3", але контакти "1" та "2" залишаються замкненими і тільки після того, як надійно замкнулись контакти "1" та "3", розмикаються контакти "1" та "2".

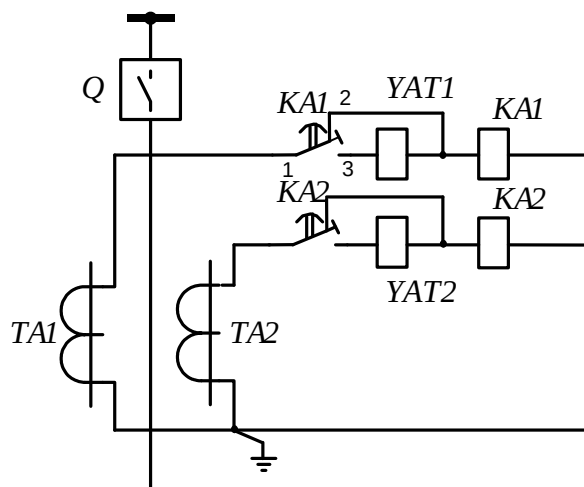


Рис. 13. Схема МСЗ з обмежено залежною витримкою часу на змінному оперативному струмі

Таку схему застосовують на вимикачах з вантажними (гирьовими) та пружинними приводами, оскільки електромагніти їх вимкнення споживають невелику потужність. В якості електромагнітів вимкнення можна застосовувати реле прямої дії типу РТМ, що вмонтовують в приводи вимикачів з вантажними (гирьовими) та пружинними приводами. Порівняно зі схемою з реле прямої дії РТВ ця схема надійніша і забезпечує вищу чутливість, оскільки струм спрацювання МСЗ, розрахований за (3), є меншим за рахунок вищого коефіцієнта повернення, $k_{\hat{\Gamma}\hat{\Delta}}$, який для реле РТ-80 становить 0,8, а для реле РТВ – 0,6.

Схема максимального струмового захисту з незалежною витримкою часу на постійному оперативному струмі (рис. 14). До вторинних обмоток трансформаторів струму $TA1$, $TA2$ відповідно фаз A та C під'єднані вимірні органи МСЗ – реле максимального струму $KA1$ та $KA2$, як правило, реле РТ-40. Оперативні кола становлять реле часу KT типу ЭВ-134, проміжне реле KL типу РП-23 та вказівне реле KH типу РУ-21.

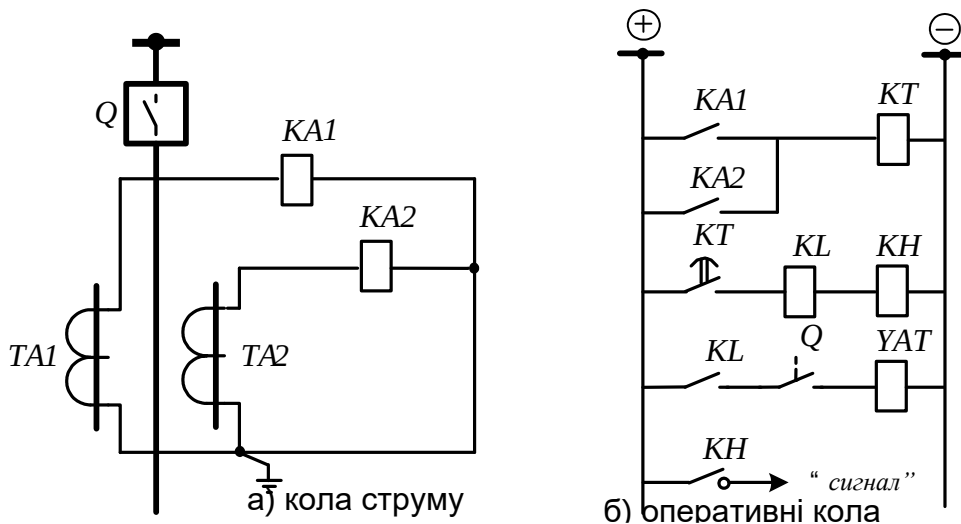


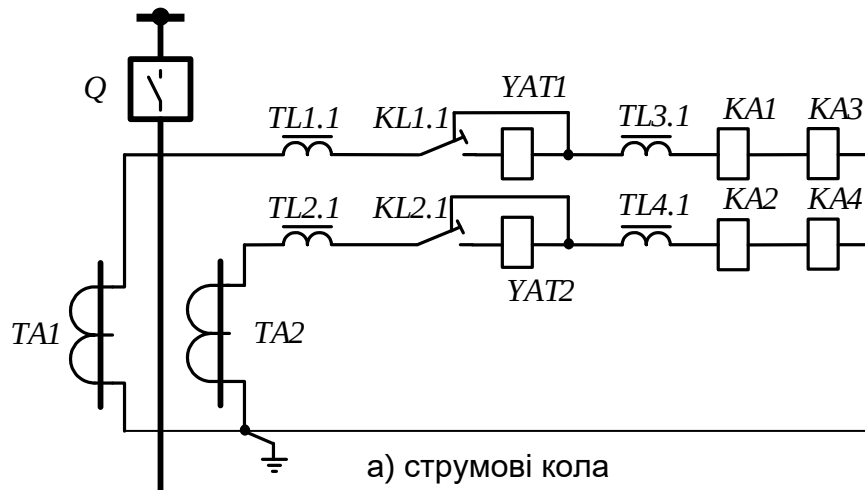
Рис. 14. Схема МСЗ із незалежною витримкою часу на постійному оперативному струмі

Схема працює так. За виникнення надструму міжфазного к.з. спрацьовують реле $KA1$ чи $KA2$ або два реле одночасно і своїми контактами $KA1$, $KA2$ пускають реле часу KT . Останнє спрацьовує і з витримкою часу замикає коло живлення обмоток реле KL та KH . Реле KL спрацьовує і подає живлення до обмотки електромагніту YAT вимкнення вимикача Q – вимикач вимикається. Реле KH спрацьовує (випадає блінкер – вказівник) та сигналізує ("сигнал") обслуговуючому персоналу про спрацювання МСЗ.

Схема максимального струмового захисту та струмової відсічки на змінному оперативному струмі (рис. 15). Вимірними органами МСЗ є реле $KA3$ та $KA4$, що увімкнені у вторинні кола трансформаторів струму відповідно $TA1$ та $TA2$. У ці самі кола відповідно увімкнені й вимірні органи струмової відсічки – реле $KA1$ та $KA2$. Як правило, це реле серії РТ-40. У вторинні кола трансформаторів струму увімкнені і первинні обмотки проміжних трансформаторів $TL1.1$, $TL2.1$, $TL3.1$ та $TL4.1$, які призначені для живлення оперативних кіл захисту. Електромагніти $YAT1$ та $YAT2$ вимкнення вимикача за нормального режиму зашунтовані перемикаючими контактами проміжних реле $KL1.1$ та $KL2.1$.

За спрацювання вимірних органів МСЗ (спрацьовують реле $KA3$ або $KA4$ або два реле одночасно) замикаються їхні контакти $KA3.1$, $KA4$ в колі живлення реле часу KT , наприклад, реле РВМ-12. Для правильної роботи схеми реле KT запускається контактами лише одного реле $KA3.1$ або $KA4$ (у протилежному випадку, коли б не було н.з. контакту реле $KA3.2$, під час одночасного спрацювання реле $KA3$ та $KA4$ вторинні обмотки проміжних трансформаторів $TL1.2$, $TL2.2$ закорочувалися б). Реле KT спрацьовує і з витримкою часу замикає свій контакт KT у колі живлення проміжних реле $KL1$ та $KL2$, наприклад, реле серії РП-341 та сигнального реле $KH2$. Реле $KL1$, $KL2$ спрацьовують і контактами $KL1.1$, $KL2.1$ дешунтують електромагніти вимкнення $YAT1$, $YAT2$. Електромагніти спрацьовують і вимикач Q вимикається. Реле $KH2$, наприклад, РУ-21 спрацьовує й сигналізує про спрацювання МСЗ.

Контактами $KL1.2$, $KL2.2$ реле $KL1$, $KL2$ самопідхоплюються, оскільки під час увімкнення у вторинні кола трансформаторів струму електромагнітів вимкнення $YAT1$, $YAT2$ суттєво зростає навантаження на трансформатори струму і реле часу KT може повернутись у вихідне положення раніше, ніж встигне вимкнутись вимикач.



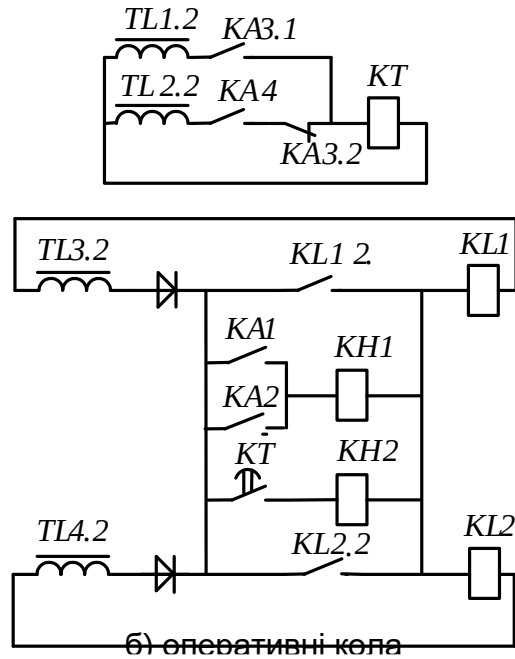


Рис. 15. Схема МСЗ та СВ на змінному оперативному струмі

Під час спрацювання струмової відсічки спрацьовують вимірні органи СВ – реле $KA1$, $KA2$ і контактами $KA1$, $KA2$ замикають коло живлення проміжних реле $KL1$, $KL2$ та вказівного реле $KH1$. Як і в попередньому випадку проміжні реле спрацьовують і дешунтують електромагніти вимкнення $YAT1$, $YAT2$ – вимикач Q вимикається без витримки часу. Вказівне реле $KH1$ спрацьовує і сигналізує обслуговуючому персоналу про спрацювання струмової відсічки.

Схема максимального струмового захисту на випростуваному оперативному струмі (рис. 16) – з обмежено залежною витримкою часу. Вимірними органами захисту є індукційні реле $KA1$, $KA2$, наприклад, серії РТ-80. У схемі кіл оперативного струму (рис. 16, б) електромагніт вимкнення YAT спрацьовує у випадку замикання контактів $KA1$, $KA2$ за рахунок енергії конденсатора C , що до виникнення пошкодження на лінії був заряджений від блока живлення UGV . Блок живлення UGV може житись як від трансформатора напруги TV (показано на схемі), так і від джерела власних потреб підстанції.

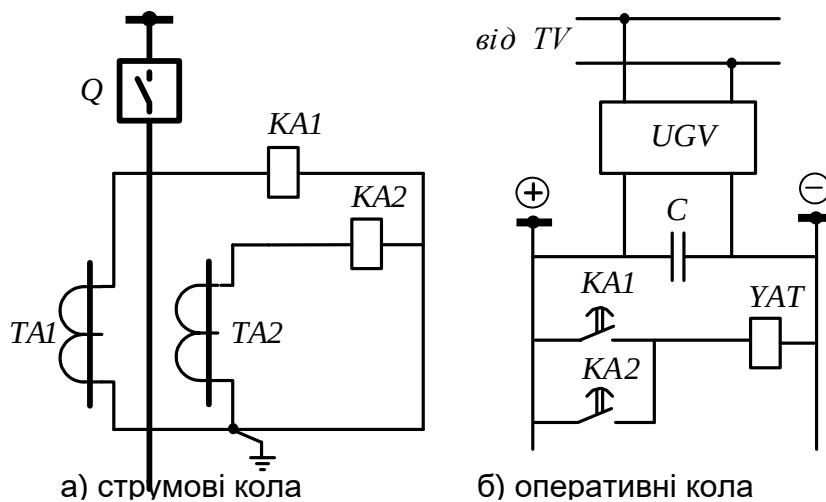


Рис. 16. Схема МСЗ на випростованому оперативному струмі

Схема цифрового захисту. Сучасні цифрові (ще їх називають мікропроцесорними, тому що всі вони практично реалізовані з застосуванням мікропроцесорів) струмові захисти як за кордоном, так і в нас виконують, як правило, багатофункційними. Один пристрій може виконувати функції МСЗ, СВ, струмової відсічки з витримкою часу, захисту від замикань на землю, функції автоматики, наприклад, АПВ, пристрою резервування відмови вимикачів (ПРВВ), функції реєстрації аварійних сигналів тощо. Для прикладу розглянемо схему захисту лінії 10 кВ із використанням однієї з модифікацій вітчизняного мікропроцесорного захисту МРЗС-05, що серійно випускає об'єднання "Київприлад". Як і попередні аналоги, виконані на електромеханічній базі, пристрій виконаний так, що він може без додаткових переробок установлюватись в існуючі комірки 6, 10 кВ. Пристрій має 8 аналогових входів, на які подається інформація про миттєві значення трьох фазних струмів, струму нульової послідовності від традиційних трансформаторів струму, трьох фазних (лінійних) напруг та напруги нульової послідовності від трансформатора напруги. Крім того, у пристрої (базовий варіант) передбачено 8 дискретних входів, 7 дискретних виходів. На дискретні входи можна подавати інформацію від зовнішніх пристроїв – ключа управління вимикачем, команди від зовнішніх пристроїв РЗА, увід в роботу функцій АПВ, АЧР (автоматичне частотне розвантаження), про спрацювання дугового захисту тощо. З дискретних виходів можна подавати інформацію в схему керування вимикачем (команди "увімкнути", "вимкнути"), в кола пуску АЧР, ЧАПВ (частотне АПВ), ПРВВ, а також у кола центральної сигналізації про спрацювання пристрою та про його несправність.

Пристрій МРЗС-05 може виконувати функції триступеневого струмового захисту з пуском за напругою, ненапрямленим струмового захисту від однофазних замикань на землю, АПВ, ПРВВ, вимірювання, реєстрації тощо.

Схема під'єднання пристрою МРЗС-05 наведена на рис. 17.

Струмові кола та кола напруги під'єднують до проміжних трансформаторів, що знаходяться в пристрої (на схемі не показані). Це потрібно для гальванічної розв'язки пристрою від кіл струму та напруги, а також для узгодження вхідного сигналу із сигналом,

необхідним для оптимальної роботи АЦП пристрою. У пристрої є 7 дискретних виходів РО1÷РО7 для передачі дискретних сигналів з пристрою МРЗС до зовнішніх пристроїв:

- несправність пристрою (РО1);
- спрацювання пристрою (РО2);
- блокування вимикача (РО3, РО4);
- дія на вихідні реле ПРВВ (РО5);
- повторювач пускового органа МСЗ (РО6);
- в кола АЧР, ЧАПВ (РО7).

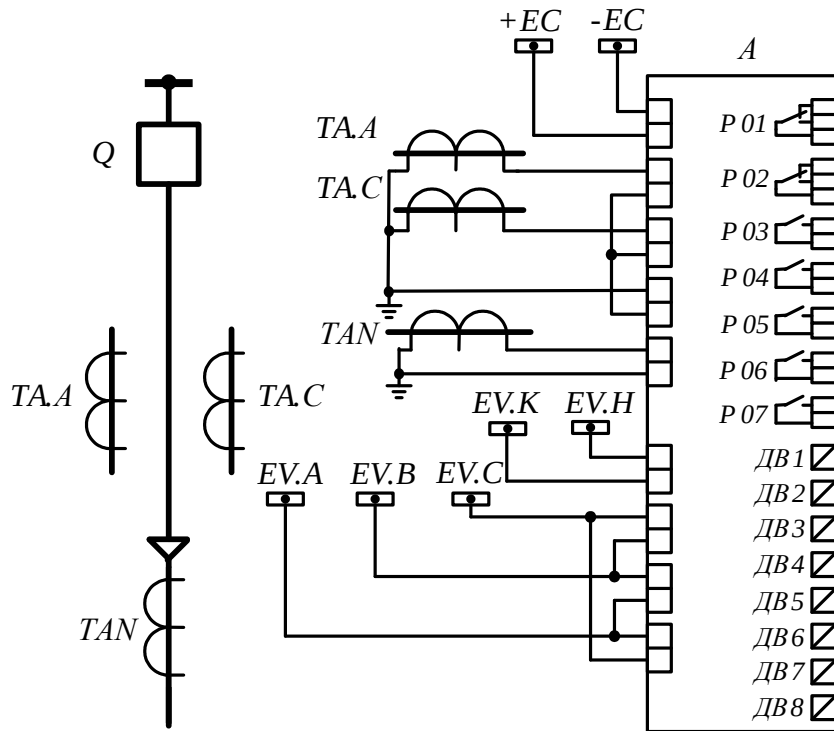


Рис. 17. Схема під'єднання мікропроцесорного пристрою МРЗС-05

Для передачі інформації від зовнішніх пристроїв до МРЗС-05 передбачені дискретні входи, які мають гальванічну розв'язку (ДВ1÷ДВ8):

- кола вимкнення (увімкнення) вимикача (ДВ1, ДВ2);
- кола уводу (виводу) АПВ (ДВ3, ДВ4);
- кола уводу (виводу) АЧР, ЧАПВ (ДВ5, ДВ6);
- спрацювання дугового захисту кабельної воронки (ДВ7);
- блок-контакти вимикача (ДВ8).

3. Струмові захисти ліній з двостороннім живленням (струмові спрямовані захисти)

Селективність роботи струмових захистів не забезпечується без контролю напрямку протікання струмів у лініях з двостороннім живленням, а також у складних мережах з декількома джерелами живлення, наприклад, у міських мережах.

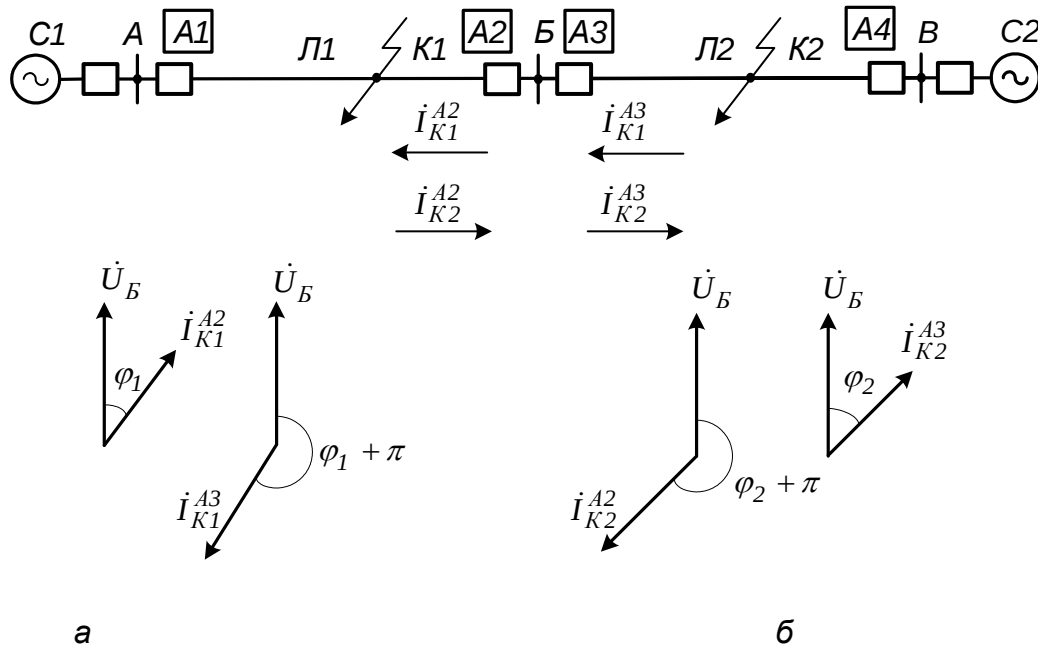


Рис. 18. Максимальний струмовий спрямований захист

Продемонструємо це на конкретному прикладі. На рис. 18 наведена мережа з двостороннім живленням, що захищають максимальними струмовими захистами без контролю напрямку протікання струмів у цій мережі. Під час к.з. в точці K1 на лінії Л1 для забезпечення селективної роботи МСЗ необхідно, щоб час t_2 спрацювання МСЗ лінії Л1 (A2) був меншим від часу t_3 спрацювання МСЗ лінії Л2 (A3) ($t_2 < t_3$). А під час к.з. в точці K2 на суміжній лінії Л2 для забезпечення селективності необхідно, щоб час t_2 спрацювання МСЗ лінії Л1 (A2) був більшим від часу t_3 спрацювання МСЗ лінії Л2 (A3) ($t_2 > t_3$). Тобто до МСЗ A2 та A3 висунуті взаємовиключні вимоги: $t_2 > t_3$ і $t_2 < t_3$, що є неможливим.

Для захисту A3 за короткого замикання в точці K1 потужність к.з. протікає від лінії до шин, а за короткого замикання в точці K2 - від шин у лінію.

Отже, для забезпечення селективності захист повинен діяти за спрямування потужності к.з. від шин у лінію. Захист, який забезпечує цю умову, називають струмовим спрямованим захистом.

На відміну від МСЗ не спрямовані струмові відсічки та не спрямовані струмові відсічки з витримкою часу можна застосовувати в мережах з двостороннім живленням, але в цьому випадку їх чутливість не завжди забезпечується. Тому в таких мережах застосовують спеціальні струмові захисти – максимальні струмові спрямовані захисти та спрямовані струмові відсічки.

3.1. Максимальний струмовий спрямований захист

Принципова схема максимального струмового спрямованого захисту (МССЗ) показана на рис. 19. Вимірний орган захисту складається з двох елементів – максимального струмового реле KA та реле спрямування потужності KW . Логічний елемент (реле часу KT) буде пускатись у випадку одночасного спрацювання обох реле – KA та KW . Якщо час тривання к.з. буде більший за витримку часу реле KT , останнє забезпечить спрацювання електромагніта YAT вимкнення вимикача Q .

Як видно з векторної діаграми (рис. 18, а), за короткого замикання в точці $K1$ для захисту $A2$ кут $\varphi_1 < 90^\circ$, а для захисту $A3$ цей кут становить $\varphi_1 + 180^\circ$; за короткого замикання в точці $K2$ для захисту $A3$ (рис. 18, б) цей кут становить $\varphi_2 < 90^\circ$, а для для захисту $A3$ – становить $\varphi_2 + 180^\circ$.

Отже, для забезпечення селективної роботи спрямованого МСЗ необхідно, щоб захист працював за кута між напругою та струмом к.з. $\varphi < 90^\circ$. За таким кутом повинен працювати орган спрямування потужності – реле KW . За кутом $\varphi > 180^\circ$ цей орган не повинен працювати, а повинен блокувати роботу захисту.

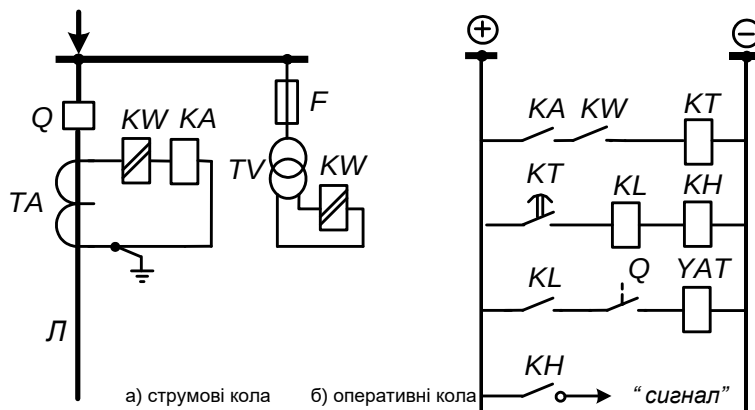


Рис. 19. Принципова схема МССЗ

Таким чином, для забезпечення селективності роботи захисту орган спрямування потужності повинен спрацьовувати у випадку спрямування струму (потужності) від шин у лінію.

Органи спрямування потужності можна вмикати на повні струми фаз лінії, або на нульову чи обернену послідовності струмів та напруг. Типовою схемою увімкнення органа спрямування потужності на повні струми фаз є, так звана, *90-градусна схема*. Назва схеми свідчить про кут 90° між векторами напруги та струму (за активного навантаження приєднання), що підводять до реле (рис. 20). Для цієї схеми можливі три варіанти підключення реле спрямування потужності:

Реле	$KW1$	$KW2$	$KW3$
Струм I_p	I_A	I_B	I_C
Напруга U_p	U_{BC}	U_{CA}	U_{AB}

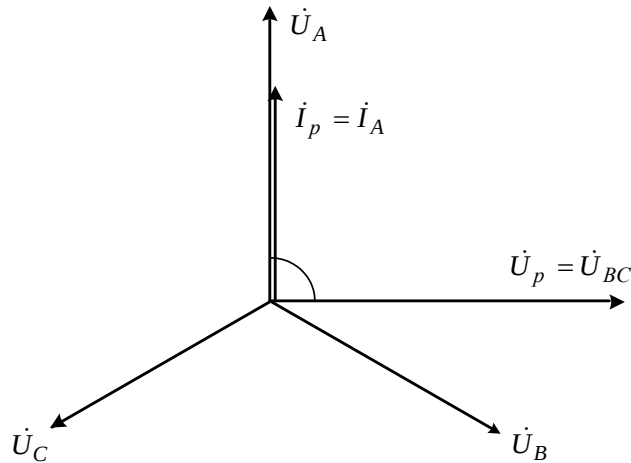


Рис. 20. Векторна діаграма напруг та струмів за 90-градусної схеми увімкнення

За трьох варіантів увімкнення 90°- схеми реле спрацює за усіх видів міжфазних к.з. за винятком однофазних та двофазних к.з. на землю (коли реле увімкнене на струм непошкодженої фази). Реле також має "мертву" зону – не спрацює під час близьких до місця встановлення захисту трифазних металічних к.з. Для спрацювання реле спрямування потужності необхідно, щоб підведена до нього напруга була більша мінімальної напруги $U_{p, \min}$, необхідної для спрацювання реле. "Мертва" зона реле визначають з залишкової напруги на шинах підстанції за трифазного к.з. на лінії

$$U_{\text{за}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к.з}}^{(3)} \cdot z_0 \cdot l_{\text{к.з}}}{k_{TV}}; \quad (15)$$

$$I_{\text{к.з}} = \frac{k_{TV} \cdot U_{\text{за}}^{(3)}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к.з}}^{(3)} \cdot z_0},$$

де $U_{\text{за}}^{(3)}$ – залишкова напруга на шинах підстанції за короткого замикання на лінії; $I_{\text{к.з}}^{(3)}$ – струм трифазного к.з. в лінії; z_0 – питомий опір лінії; k_{TV} – коефіцієнт трансформації трансформатора напруги; $l_{\text{к.з}}$ – віддаль від шин до місця к.з.

Застосовують також схему увімкнення реле спрямування потужності на струм та напругу нульової послідовності (рис. 21). Реле, увімкнене за такою схемою, реагує тільки за короткого замикання на землю і застосовують як вимірний орган захисту від к.з. на землю в мережах з ефективно заземленими нейтральми (110 кВ та вище). Перевагою такої схеми є відсутність "мертвої" зони. Але за рахунок похибок фільтрів струму та напруги нульової послідовності, особливо у випадку виникнення багатофазних к.з., реле може спрацювати за будь-якого напрямку потужності за рахунок появи струму чи напруги небалансу. Такий недолік усувають відведенням вимірного органа струму від цього струму небалансу.

Трапляється також увімкнення реле спрямування потужності на напругу та струм оберненої послідовності. У цьому випадку струмова та напругова обмотки реле вмикають відповідно до вторинних кіл струму та напруги через фільтри струму та напруги оберненої послідовності.

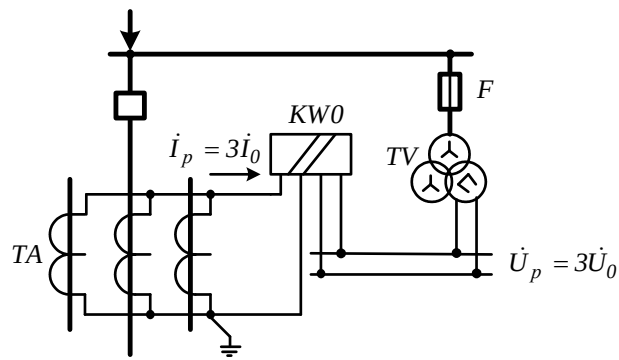


Рис. 21. Увімкнення реле потужності на струм та напругу нульової послідовності

Наявність органа спрямування потужності дає змогу не узгоджувати між собою МССЗ А2 та А3 суміжних ліній, підключених до спільної системи шин (рис. 18).

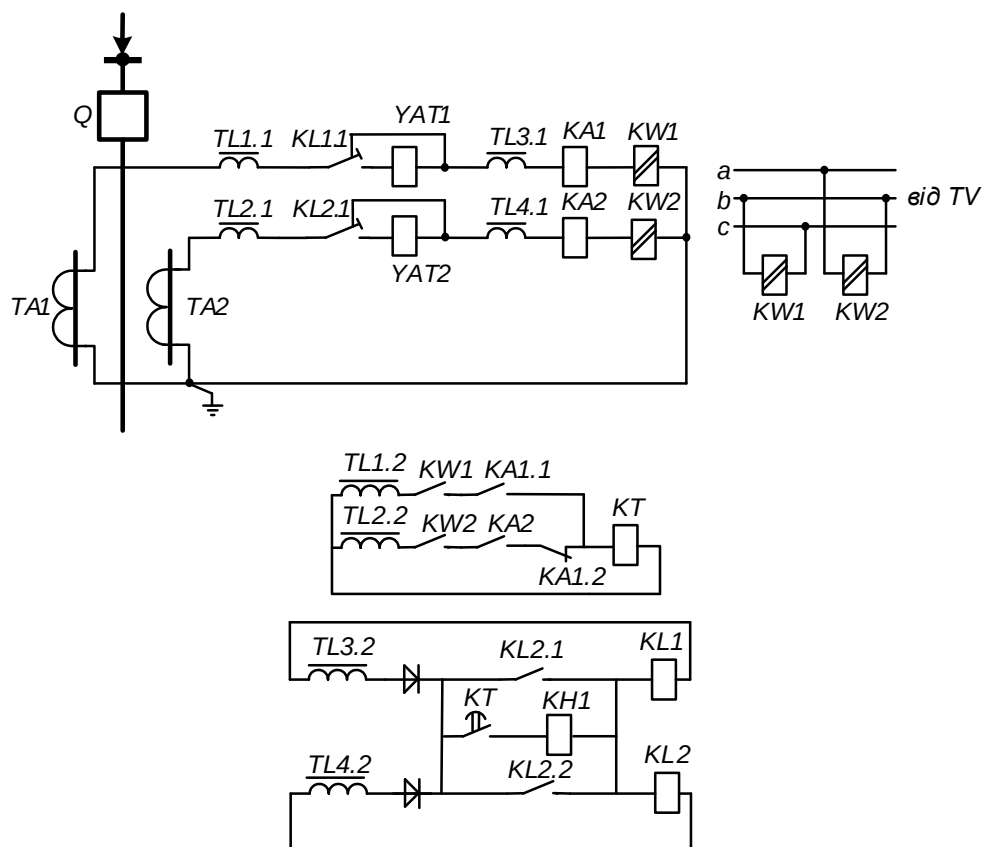
Для селективної роботи МССЗ у даній мережі необхідно узгодити між собою захисти в кожній з двох груп А2, А4 та А1, А3. Вибір витримок часу спрацювання захистів в кожній з цих груп здійснюють як і для МСЗ ліній з одностороннім живленням за ступінчастим ступеневим принципом, а саме: час спрацювання МССЗ А4 $t_4 = t_2 + \Delta t$, а час спрацювання МССЗ А1 $t_1 = t_3 + \Delta t$. Такий принцип вибору часу спрацювання МССЗ називають зустрічно ступінчастим.

3.5. Принципова схема струмового спрямованого захисту

На рис. 24 наведена схема МССЗ на змінному оперативному струмі з дешунтуванням електромагнітів вимкнення вимикача Q.

Вимірними органами МССЗ є реле спрямування потужності KW1, KW2 типу РБМ, що увімкнені за 90-градусною схемою, та два максимальних реле струму KA1 та KA2 типу РТ-40.

За виникнення міжфазних к.з. в зоні захисту спрацьовують реле KA1, KW1 чи KA2, KW2 або два комплекти разом, замикають свої контакти та подають живлення від проміжних трансформаторів TL1.2 та TL2.2 до реле часу KT типу РВМ-12. Н.з. контакти KA1.2 виключають можливість увімкнення обмоток TL1.2 та TL2.2 одна на одну. Спрацьовуючи, реле KT з витримкою часу подає живлення до обмоток проміжних реле KL1 та KL2 типу РП-341. Останні спрацьовують та підхоплюються своїми контактами KL1.2 та KL2.2, а контактами KL1.1 та KL2.1 - дешунтують електромагніти вимкнення вимикачів YAT1 та YAT2 і вимикач Q вимикається. Реле KT живиться від проміжних трансформаторів TL1 та TL2, а реле KL1 та KL2 - живляться від проміжних трансформаторів TL3, TL4. Вказівне реле KH1 сигналізує про спрацювання МССЗ.



24. Приклад схеми струмового спрямованого захисту

4. Струмові захисти ліній 110÷750 кВ від однофазних к.з. на землю

4.1. Особливості виконання захистів ліній 110÷750 кВ від однофазних к.з. на землю

Для захисту ліній 110÷750 кВ від коротких замикань на землю застосовують, як правило, *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 вводом 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*.

Крім того, як показав досвід експлуатації, для дальнього резервування забезпечити селективну роботу дистанційного захисту за однофазних к.з. для довгих сильнонавантажених ліній практично неможливо. Тому дальнє резервування за однофазних к.з. для таких ліній можна забезпечити тільки струмовим захистом нульової послідовності.

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 дозволяє суттєво підвищити чутливість захисту. Струм спрацювання захисту вибирають з умови відведення від струму к.з. в 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, як правило, виконують без витримки часу) можна вибрати 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 – за трансформаторами (рис. 26).

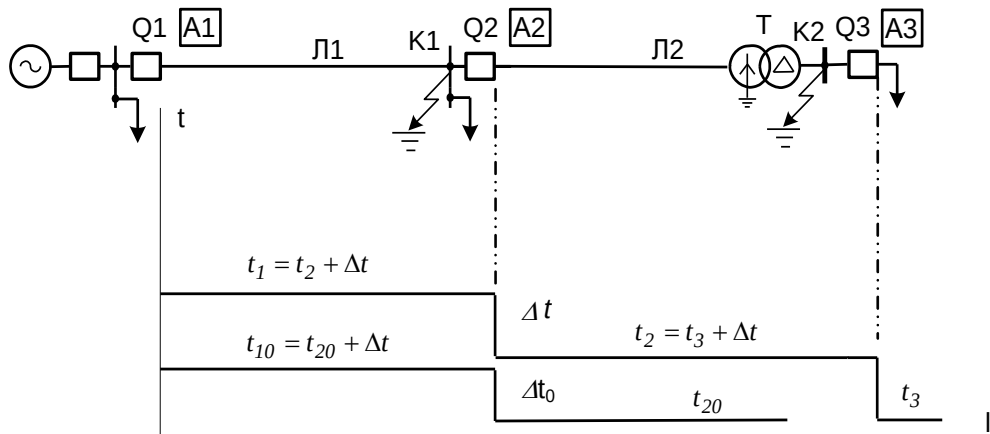


Рис. 26. Час спрацювання захистів від міжфазних к.з. та захистів від однофазних к.з.

Захист $A2$, увімкнений на струм $3I_{0Л2}$ не узгоджують із захистами $A3$ за трансформатором T , оскільки під час однофазного к.з. в точці $K2$ струм $3I_{0Л2} = 0$. Навпаки, захист $A2$, увімкнений на фазні струми, повинен узгоджуватись за струмом та часом із захистами $A3$;

– не потрібно відводитись від струмів, що виникають за хитань у системі, оскільки струми нульової послідовності в такому режимі відсутні (за виключенням неповнофазних режимів мережі, до якої підключені лінії $Л1$, $Л2$).

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

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

– необхідно враховувати вплив взаєміндукції, особливо за наявності близько розташованих паралельних ліній;

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

Розрахунок ступінчатих спрямованих струмових захистів нульової послідовності зводять до наступного:

– 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.

Відповідно до цього виготовляють типові панелі, на яких розміщені ці захисти.

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, як правило, виконує функції резервного захисту від однофазних к.з. на суміжній лінії.

На рис. 27 наведені зони та часи спрацювання чотириступеневого захисту $A1$ від замикань на землю лінії Л1, що встановлений на підстанції А. Перший ступінь захищає початок лінії і діє з мінімальною витримкою часу t_1^I до 0,1 с. Другий ступінь призначений для захисту кінця лінії Л1 і резервує перший ступінь за коротких замикань поблизу підстанції А і діє з витримкою часу t_1^{II} . Третій ступінь резервує другий і діє з витримкою часу t_1^{III} . Четвертий ступінь резервує захисти від к.з. на землю на суміжній лінії Л2 і діє за відмови захистів лінії Л2 з витримкою часу t_1^{IV} на неселективне вимкнення вимикача Q1.

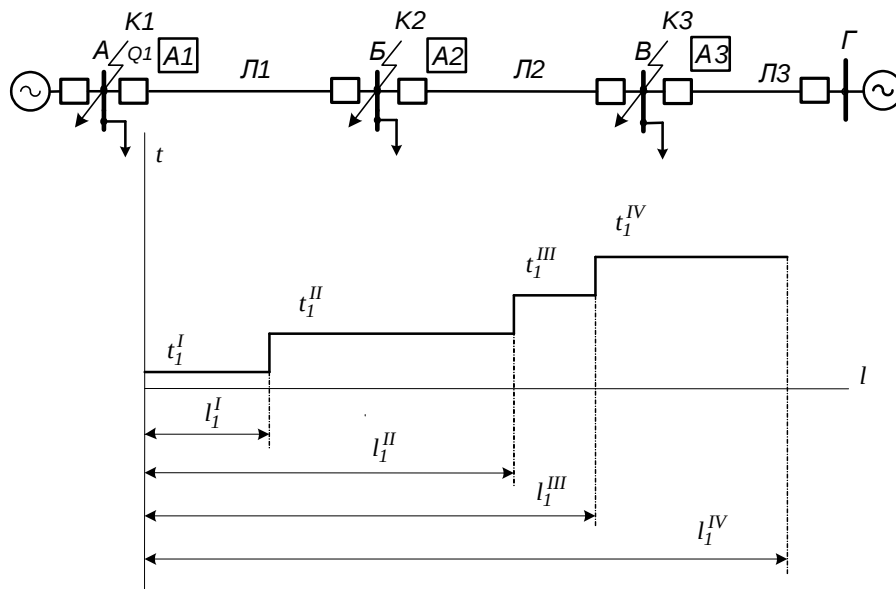


Рис. 27. Зони спрацювання захистів від замикань на землю ліній з двостороннім живленням без відгалужень

На рис. 28 показана схема під'єднання вимірних органів захисту від к.з. на землю. Струмові вимірні органи, реле $K41$, $K42$, $K43$ та $K44$, вмикають в нульовий провід трансформаторів струму TA , з'єднаних у зірку. Сюди ж вмикають і струмову обмотку реле спрямування потужності KW . На фазні струми можливе увімкнення вимірних органів інших захистів, наприклад, захистів від міжфазних к.з. Напругову обмотку реле спрямування потужності KW вмикають на напругу нульової послідовності, тобто до обмотки трансформатора напруги TV , з'єднаної у розімкнений трикутник. Орган спрямування потужності є, як правило, спільний для всіх ступенів захисту.

5. Диференційні струмові захисти

5.1. Призначення та принцип дії диференційних захистів ЛЕП

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

Розрізняють поздовжні та поперечні диференційні захисти ЛЕП.

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

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

На рис. 31 наведена однолінійна схема поздовжнього ДЗ (з циркуляцією струмів) ЛЕП. На початку та в кінці лінії встановлюють трансформатори струму $TA1$ та $TA2$, що утворюють "плечі" захисту. Вимірний орган захисту – максимальне реле струму KA – вмикають на різницю струмів вторинних обмоток трансформаторів струму $TA1$ та $TA2$. Для схеми у трифазном виконанні в плечах захисту встановлюють по три трансформатори струму та три вимірні органи.

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

За короткого замикання поза зоною дії захисту (точка $K1$, рис. 31, а), – за прийнятого додатнього напрямку струмів, струм у реле KA дорівнює різниці вторинних струмів трансформаторів струму $TA1$ і $TA2$. Тому в ідеальному випадку (за відсутності похибок трансформаторів струму) струм у реле дорівнює нулю $I_{\delta} = 0$ і реле не спрацює. Як видно з рисунку, є ще один контур замикання струмів – це вторинні обмотки трансформаторів струму $TA1 \div TA2$. Але вторинні струми трансформаторів струму практично не будуть замикатись по контуру вторинних обмоток $TA1 \div TA2$, тому що опір реле KA є набагато менший від вхідного імпедансу вторинних обмоток трансформаторів струму – за ненасичення осердь $TA1$ і $TA2$. Це пояснюється тим, що первинні обмотки ТА підключені до джерел струму (струми лінії, що захищають) з великим внутрішнім опором. За короткого замикання в зоні дії захисту (точка $K2$, рис. 31, б), – струм в обмотці реле KA дорівнює сумі вторинних струмів трансформаторів струму $TA1$ і $TA2$: $I_p = I_{21} + I_{22} \neq 0$, що ілюструється векторною діаграмою рис. 31, б. Реле KA в цьому випадку спрацює.

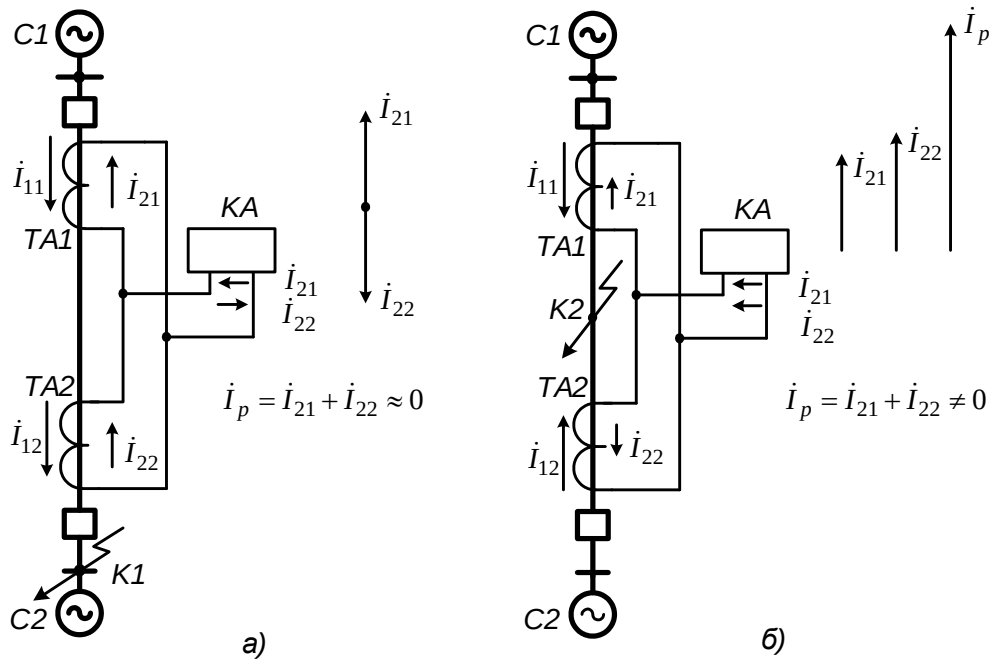


Рис. 31. Принцип роботи поздовжнього диференційного захисту ЛЕП

5.2. Вибір струму спрацювання поздовжнього диференційного захисту ЛЕП

За короткого замикання поза зоною дії захисту, як було показано в 5.1, струм в 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 буде циркулювати струм, що називають *струмом небалансу* $I_{i\dot{a}}$.

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

З розрахункової схеми (рис. 32) видно, що вторинні струми ТА визначають як

$$\begin{aligned} \dot{I}_{21} &= \dot{I}'_{11} - \dot{I}'_{\mu 1}; \\ \dot{I}_{22} &= \dot{I}'_{12} - \dot{I}'_{\mu 2}, \end{aligned} \quad (31)$$

де $\dot{I}'_{11}, \dot{I}'_{12}$ – первинні струми, приведені до вторинної обмотки ТА; $\dot{I}'_{\mu 1}, \dot{I}'_{\mu 2}$ – струми намагнічування, приведені до вторинної обмотки ТА.

В розрахунковій схемі ТА не враховано опір його первинної обмотки, тому що ця обмотка підключена до джерела струму (струм лінії) з великим внутрішнім опором.

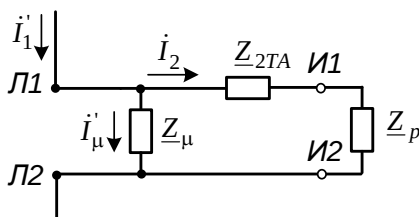


Рис. 32. Розрахункова схема трансформатора струму

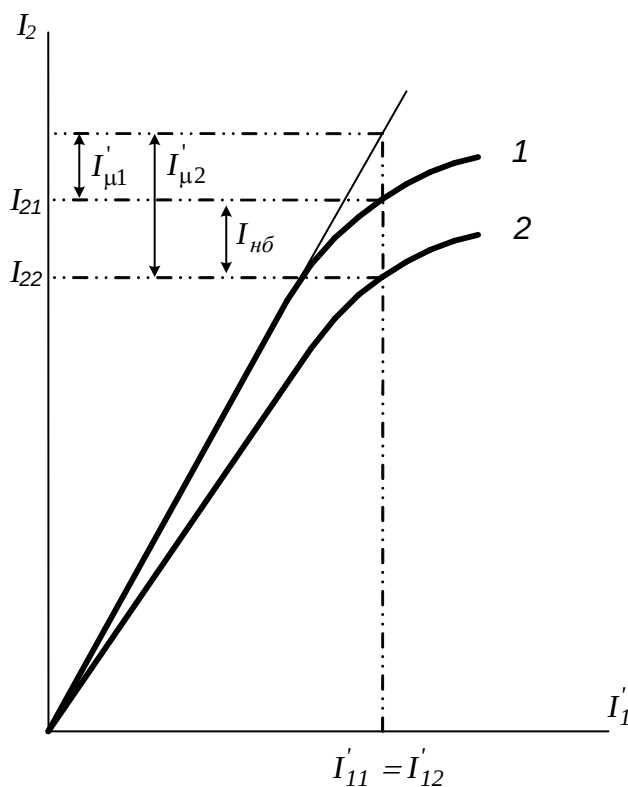
За зовнішніх к.з. струм в обмотці реле дорівнює різниці вторинних струмів

$$I_p = I_{нб} = I_{21} - I_{22} = I'_{\mu 2} - I'_{\mu 1}. \quad (32)$$

Отже, струм небалансу визначається струмами намагнічення трансформаторів струму і ці струми є неоднаковими, тому що ідентичних трансформаторів практично не буває (рис. 33).

Струм намагнічення ТА суттєво збільшується за перехідних процесів, коли аперіодична складова первинного струму зовнішнього к.з. майже повністю замикається через вітку намагнічення Z_μ (рис. 32). Магнітопровід ТА в цьому випадку насичується (величина Z_μ зменшується) трансформація у вторинну обмотку періодичної складової первинного струму погіршується і, як наслідок, струм небалансу збільшується.

Крім аперіодичної складової суттєвий вплив на величину струму небалансу має залишкова індукція магнітопроводу. За однакових знаків залишкової індукції магнітопроводу та індукції, що виникає від аперіодичної складової струму, струм небалансу



ще більше зростає.

Рис. 33. Струм небалансу поздовжнього диференційного захисту

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

$$I_{c.p} = k_{від} \cdot I_{нб.макс};$$

$$I_{від} = \frac{\varepsilon}{100} \cdot \frac{k_{ап} \cdot k_{одн} \cdot I_{к.з.зовн.макс}^{(3)}}{k_{ТА}}, \quad (33)$$

де $k_{від} = 1,3$ – коефіцієнт відведення; $\varepsilon = 10\%$ – допустима похибка трансформатора струму; $k_{ап}$ – коефіцієнт, що враховує вплив аперіодичної складової в струмі зовнішнього к.з.; $k_{одн}$ – коефіцієнт однотипності, враховує тип ТА, під'єднаних до схеми ДЗ: для однотипних ТА $k_{одн} = 0,5$, для різнотипних – $k_{одн} = 1$; $k_{ТА}$ – коефіцієнт трансформації ТА; $I_{к.з.зовн.макс}^{(3)}$ – максимальний струм зовнішнього трифазного к.з.

5.3. Чутливість поздовжнього диференційного захисту

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

$$k_{ч} = \frac{I_{р.к.з.мін}^{(2)}}{I_{c.p}} \geq 2, \quad (34)$$

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. 31. Розглядають режими живлення від системи С1 або С2, та вибирають менше значення струму к.з.; $I_{c.p}$ – струм спрацювання реле ДЗ, який визначають за (33).

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

– *внесення сповільнення в роботу захисту*. Це дає можливість відвести захист від впливу аперіодичної складової, але в цьому 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.

5.4. Особливості поздовжнього диференційного захисту ліній

Основними особливостями виконання поздовжнього ДЗ лінії є значна довжина проводів, що з'єднують вторинні обмотки трансформаторів струму ТА1 та ТА2 схеми

захисту (рис. 31) а також наявність двох комплектів захисту, встановлених на обох кінцях лінії. На рис. 34 показані вимірні органи двох комплектів захисту – реле КА1 та КА2.

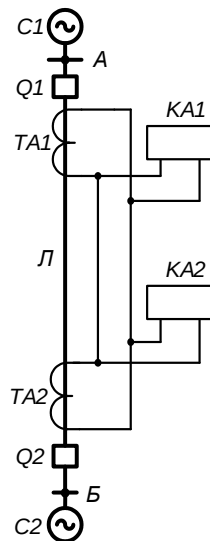


Рис. 34. Організація поздовжнього диференційного захисту лінії

Якщо номінальний вторинний струм трансформаторів струму ТА1, ТА2 (рис. 34) становить 5А, то опір їхнього вторинного навантаження повинен бути незначним. Тому поздовжній диференційний захист практично виконують для ліній невеликої довжини (до кількох сотень метрів). Зменшити еквівалентний опір вторинного навантаження можна за рахунок застосування проміжних ТА з коефіцієнтом трансформації $k_{TA} > 1$.

Для виконання поздовжнього ДЗ у випадку увімкнення вимірних реле на фазні струми трифазної мережі необхідно чотири проводи. Імовірність пошкодження цих проводів і, як наслідок, хибна робота захисту є досить висока. Можна зменшити кількість з'єднувальних проводів до двох. Для цього застосовують комбіновані фільтри симетричних складових: комбінований фільтр прямої та оберненої послідовності $\dot{I}_1 + k_2 \cdot \dot{I}_2$ або комбінований фільтр прямої та нульової послідовності $\dot{I}_1 + k_0 \cdot \dot{I}_0$.

Для захисту ліній електропередавання мереж з ефективно заземленою нейтраллю серійно випускають захист ДЗЛ-2. У схемі захисту використовують комбіновані фільтри зі струмом на виході $\dot{I}_1 + k_2 \cdot \dot{I}_2$. ДЗЛ-2 має пристрій, що блокує роботу захисту за обриву та зменшення опору ізоляції з'єднувальних проводів, які з'єднують виходи комбінованих фільтрів двох комплектів захисту, розміщених по кінцях лінії.

5.6. Поперечний диференційний захист ліній

Розглянемо принцип дії поперечного ДЗ двох паралельних ланок лінії електропередавання (рис. 35).

Такі лінії застосовують для мереж напругою до 20 кВ у випадку, коли пропускна здатність однієї ланки лінії є недостатньою. Вимірний орган захисту вмикають на різницю струмів однойменних фаз ланок лінії. За прийнятого додатнього напрямку струмів від шин у лінію, струм в реле $\dot{I}_p = \dot{I}_{21} - \dot{I}_{22}$. Тому за короткого замикання на протилежних шинах в точці К1 в реле буде протікати струм небалансу, зумовлений різницею характеристик намагнічення трансформаторів струму.

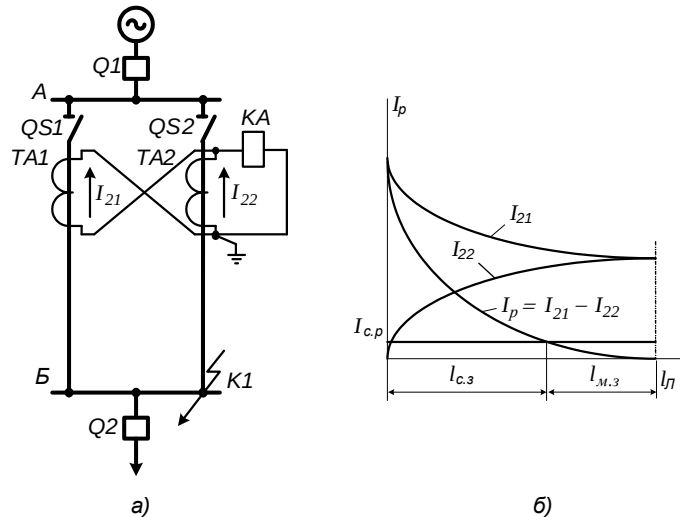


Рис. 35. Поперечний диференційний захист ліній

Струм спрацювання реле поперечного ДЗ визначають з умови відведення від струму небалансу за короткого замикання на шинах протилежної підстанції в точці K1 (рис. 35) – для того, щоб захист не спрацював за коротких замикань на приєднаннях цих шин

$$I_{\text{н.д}} = k_{\text{за}} \cdot I_{\text{ф.д}}; \quad (35)$$

$$I_{\text{ф.д}} = \frac{(\varepsilon/100) \cdot k_{\text{ат}} \cdot k_{\text{ат}} \cdot I_{\text{ф.д}}^{(2)}}{2 \cdot k_{\text{от}}},$$

де коефіцієнти та їхні значення аналогічні таким з (33).

У випадку віддалення к.з. на ланці з TA1 від шин А вторинний струм TA1 зменшується, а TA2 – зростає (рис. 5.35, б). У результаті струм I_p в реле в міру віддаленості від шин підстанції А буде зменшуватись. За короткого замикання поблизу шин протилежної підстанції Б він буде меншим від струму спрацювання реле KA і захист працювати не буде. Ділянку, за короткого замикання на якій захист не працює, називають "мертвою" зоною поперечного диференційного захисту. Її довжина – $l_{\text{м.з}}$ (рис. 35, б).

5.8. Поперечний спрямований диференційний захист ліній

Поперечний спрямований диференційний захист двох паралельних ліній застосовують для забезпечення селективного вимкнення пошкодженої лінії, кожна з яких має вимикачі на обох кінцях.

Комплекти поперечних ДЗ встановлюють на обох кінцях паралельних ліній (рис. 36, а).

Вимірні органи поперечного ДЗ (рис. 36) – реле максимального струму KA1, KA2 та реле спрямування потужності KW1, KW2. Реле KW1 налаштоване так, що коли за спрямування потужності від шин А в напрямі паралельних ліній потужність лінії Л1 буде більшою від потужності лінії Л2, то будуть замикатися контакти KW1.1, а коли потужність лінії Л2 буде більшою від потужності лінії Л1 – контакти KW1.2. Аналогічним чином на протилежній підстанції налаштоване реле KW2. Реле струму спрацьовує за короткого замикання на будь-якій лінії, а орган спрямування потужності – за відповідної

різниці потужностей ліній. За короткого замикання в точці K1 на лінії Л1 спрацьовують реле струму KA1, KA2 обох комплектів захистів, а реле спрямування потужності KW1 та KW2 замикають відповідні контакти в колах живлення проміжних реле KL1 та KL3 (рис. 36, б, в), що діють на електромагніти вимкнення YAT1, YAT3 вимикачів Q1 та Q3. За короткого замикання на лінії Л2 (точка K2) подібним чином спрацьовують реле KA1, KA2 та реле KW1 та KW2 і подають живлення до проміжних реле KL2 та KL4, що діють на електромагніти вимкнення YAT2, YAT4 вимикачів Q2 та Q4.

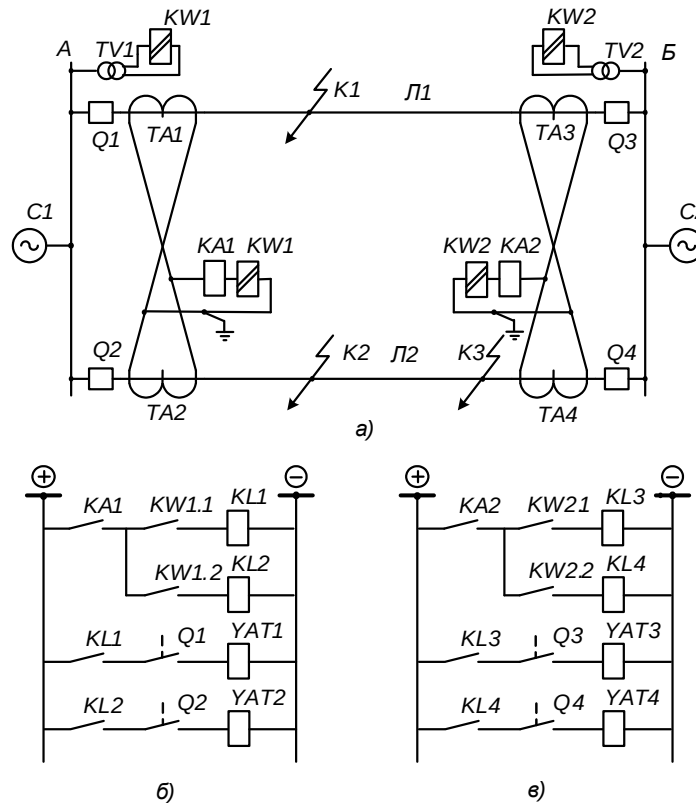


Рис. 36. Поперечний диференційний спрямований захист ліній

За короткого замикання біля протилежних шин Б, наприклад, в точці K3, різниця струмів на підстанції А є недостатня для спрацювання реле KA1 (по обох лініях буде протікати практично однаковий струм) і комплект захисту підстанції А відразу спрацювати не буде. В той же час на підстанції Б різниця струмів є достатньою для спрацювання комплекта захисту і захист вимкне вимикач Q4. Після цього весь струм к.з. буде протікати по обом паралельним лініям підстанції А до місця пошкодження в точці K2. Тепер різниця струмів на підстанції А вже буде достатньою для спрацювання реле KA1 і захист подіє на вимкнення вимикача Q2. Таку почергову дію захистів називають *каскадною дією*, а зона, за короткого замикання в якій це відбувається, називають *зоною каскадної дії*. Як правило, довжина зони каскадної дії $l_{к.д} \leq 0,25 \cdot l_{лінії}$.

За металічних трифазних к.з. біля шин підстанції за недостатньої напруги на шинах не спрацьовує реле спрямування потужності. Зону, за короткого замикання в якій не спрацьовує реле спрямування потужності, називають "*мертвою зоною захисту*". Як правило, довжина "мертвої" зони $l_{м.з} \leq 0,1 \cdot l_{лінії}$.

Струм спрацювання поперечного диференційного спрямованого захисту паралельних ліній вибирають з двох умов:

– відведення від максимального струму небалансу за зовнішнього металічного к.з. на шинах протилежної підстанції

$$I_{с.з} = k_{від} \cdot \left(\frac{\varepsilon}{100} \cdot k_{одн} \cdot k_{апр} + \frac{\Delta z}{100} \right) \cdot \frac{I_{к.з.макс}^{(3)}}{2}, \quad (36)$$

де $k_{від} = 1,2$ – коефіцієнт відведення; $\varepsilon = 10$ – похибка ТА; $k_{одн} = 0,5$ – коефіцієнт однотипності ТА; $k_{апр} = 2$ – коефіцієнт, що враховує вплив аперіодичної складової струму; приймають $\Delta z = 2\%$ – модуль різниці імпедансів двох паралельних ліній; $I_{к.з.макс}^{(3)}$ – максимальний струм обох паралельних ліній за трифазного к.з. на шинах протилежної підстанції;

– забезпечення неспрацювання захисту після вимкнення однієї з паралельних ліній за максимального режиму роботи

$$I_{с.з} = \frac{k_{від} \cdot I_{роб.макс}}{k_{пов}}, \quad (37)$$

де $k_{від} = 1,2$ – коефіцієнт відлагодження; $k_{пов}$ – коефіцієнт повернення; $I_{роб.макс}$ – максимальний робочий струм обох паралельних ліній.

З двох умов вибирають більше значення $I_{с.з}$.

Коефіцієнт чутливості захисту перевіряють за двох режимів к.з.

– за мінімального струму двофазного к.з. в точці рівної чутливості, тобто за двофазного к.з. в точках К1, К2 (рис. 36) посередині однієї з ліній

$$k_{ч} = \frac{I_{р.к.з.мін.К1}^{(2)}}{I_{с.р}} \geq 2; \quad (38)$$

– за каскадної дії захистів, тобто за мінімального струму к.з. в точці К3, увімкнених вимикачах Q1 ÷ Q3 та вимкненому – Q4 (рис. 36)

$$k_{ч} = \frac{I_{р.к.з.мін.К3}^{(2)}}{I_{с.р}} \geq 1,5. \quad (39)$$

Якщо захист нечутливий, застосовують блокування мінімальної напруги. В цьому випадку струм спрацювання пускового струмового органа вибирають з умови відведення від струму небалансу за зовнішнього к.з. (36), умову (37) не враховують. Напругу спрацювання органа мінімальної напруги вибирають з умови повернення реле після вимкнення зовнішнього к.з.

$$U_{с.з} = \frac{U_{роб.мін}}{k_{від} \cdot k_{пов}} = \frac{0,9 \cdot U_{ном}}{k_{від} \cdot k_{пов}}, \quad (40)$$

де $k_{від} = 1,2$ – коефіцієнт відведення; $k_{пов} = 1,25$ – коефіцієнт повернення.

Коефіцієнт чутливості пускового органа напруги повинен бути не менше 1,5 і його визначають за каскадного вимкнення пошкодженої лінії.

6. Дистанційні захисти ліній електропередавання

6.1. Призначення, принцип роботи дистанційного захисту

Як було відмічено у попередніх розділах, чутливість та селективність струмових захистів в багатьох випадках не забезпечується. Так, струмова відсічка не має чіткої зони спрацювання, її зона дії залежить від режиму роботи енергосистеми. Крім цього, за мінімальних режимів чутливість струмової відсічки може бути недостатньою. МСЗ не завжди задовольняє вимогам чутливості та селективності, особливо за виконання функції дальнього резервування. Крім того, для забезпечення селективності витримка часу МСЗ зростає по мірі наближення до джерела живлення, де рівень струмів к.з. особливо великий – тому вона може мати, в ряді випадків, недопустимо велику витримку часу. В мережах складної конфігурації застосування струмових захистів взагалі недопустиме, оскільки вони не задовольняють вимог селективності та чутливості, особливо в мережах з напругою 110 кВ і вище. Тому для таких мереж застосовують спеціальні захисти – *дистанційні захисти*.

Дистанційний захист – це захист із відносною селективністю, вимірний орган якого реагує на величину, що визначається відношенням комплексу напруги до комплексу струму. Ця величина, у більшості випадків, не залежить від режиму роботи енергосистеми і пропорційна комплексному імпедансу ланки, що захищають, від місця встановлення захисту до місця пошкодження. Цей імпеданс для ліній електропередавання, в свою чергу, пропорційний відстані ("дистанції") від місця встановлення захисту до місця пошкодження, що дало відповідне найменування захисту.

Відношення комплексу напруги до комплексу струму, що підводять до реле, називають комплексним опором $\underline{Z}_p$ на затискачах вимірювального органа. В якості вимірного органу застосовують, як правило, реле *мінімального опору*.

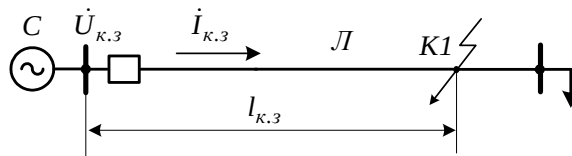


Рис. 38. Зона дії дистанційного захисту

До реле мінімального опору дистанційного захисту лінії Л підводять величини, пропорційні напрузі $\dot{U}_{к.з}$ в місці встановлення захисту (залишкова напруга на шинах джерела живлення С за короткого замикання на лінії Л в точці К1) та струму в лінії $\dot{I}_{к.з}$.

Реле мінімального опору за означенням вимірює величину, пропорційну відношенню вектора напруги до вектора струму

$$\underline{Z}_p = \frac{\dot{U}_{к.з}}{\dot{I}_{к.з}} = \underline{Z}_{к.з} = \underline{Z}_0 \cdot l_{к.з}, \quad (41)$$

де $\underline{Z}_0$ – питомий комплексний опір лінії, $l_{к.з}$ – відстань від місця встановлення захисту до місця пошкодження.

З (41) видно, що реле мінімального опору вимірює величину, пропорційну відстані до місця пошкодження – $l_{к.з}$.

Дистанційний захист, як і струмовий, виконують переважно триступеневим з відносною селективністю.

Параметрами спрацювання кожного ступеня є довжина ділянки лінії, що охоплюється цим ступенем та час його спрацювання.

На рис. 39 показані зони дії та витримки часу спрацювання кожного ступеня дистанційних захистів ліній Л1 та Л2. За короткого замикання в зоні дії першого ступеня захист діє з мінімально можливим часом спрацювання t^I . Цей час визначають як суму власного часу спрацювання захисту та часу вимкнення вимикача. Власний час спрацювання захисту залежить від технічних характеристик захисту – часу вимірювання та перетворення контрольованих напруг та струмів лінії, – роботи логічної частини захисту, – роботи вихідних кіл захисту тощо. Для цифрових захистів цей час в сумі становить $0,02 \div 0,04$ с. Другий ступінь призначений для захисту кінця лінії і діє з витримкою часу t_1^{II} . Він охоплює першу лінію та початок другої. Таким чином перші два ступені повністю захищають лінію. Для резервування їх дії призначений третій ступінь. Він охоплює першу та другу лінії і діє з витримкою часу t_1^{III} . Тобто здійснює ближнє та дальнє резервування. Обґрунтованість саме таких зон дії окремих ступенів захисту буде показано нижче в розрахунках параметрів спрацювання окремих ступенів.

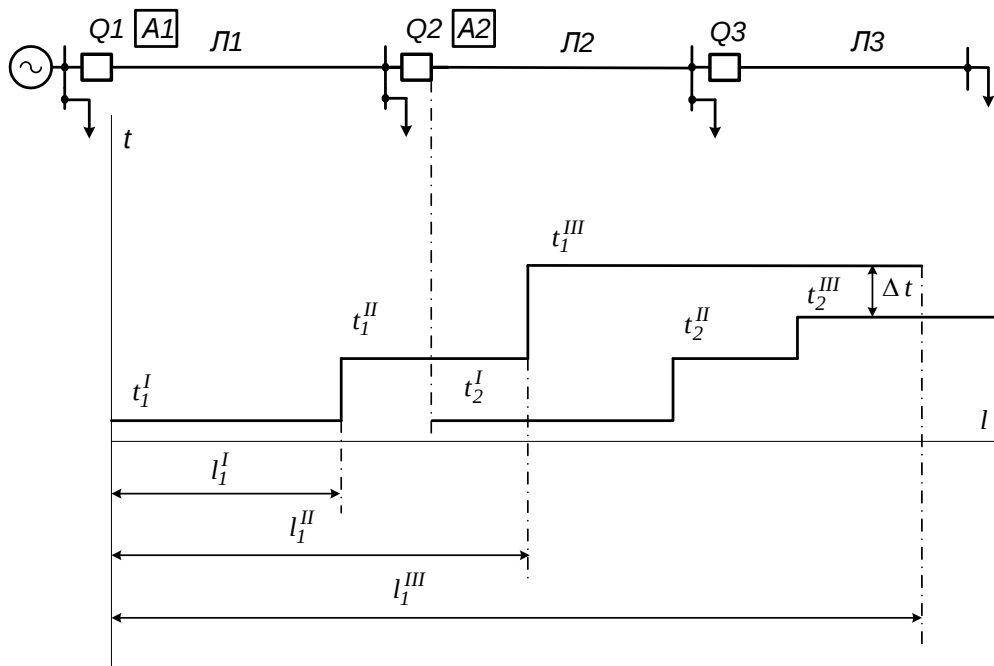


Рис. 39. Характеристики окремих ступенів дистанційного захисту

6.2. Основні органи дистанційного захисту

Спрощена структурна схема дистанційного захисту наведена на рис. 45. В більшості випадків дистанційний захист виконують триступеневим. Для кільцевих мереж можливе виконання чотириступеневого дистанційного захисту. Винятком також є виконання резервних дистанційних захистів, а також дистанційних захистів, що виконують для ліній

низького класу напруг – до 35 кВ. Ці захисти виконують за спрощеними схемами – з двома або одним ступенем. Кожний ступінь захисту має три вимірні органи, до яких від трансформаторів напруги підводять лінійні (міжфазні) напруги $\dot{U}_{ab}, \dot{U}_{bc}, \dot{U}_{ca}$, а від трансформаторів струмів, що увімкнені до фазних струмів, – відповідні різниці струмів $\dot{I}_a - \dot{I}_b, \dot{I}_b - \dot{I}_c, \dot{I}_c - \dot{I}_a$. Такий триступеневий дистанційний захист має дев'ять вимірних органів (на рис. 45 структурна схема показана в однолінійному виконанні – вимірні органи $KZI, KZII, KZIII$ еквівалентують вимірні органи відповідно I, II, III ступеня). За такого увімкнення вимірних органів дистанційний захист реагує на міжфазні к.з. За кордоном дистанційні захисти мають додатково ще вимірні органи, що увімкнені на фазні напруги та фазні струми. Тому такий захист реагує як на міжфазні к.з., так і на однофазні к.з. на землю.

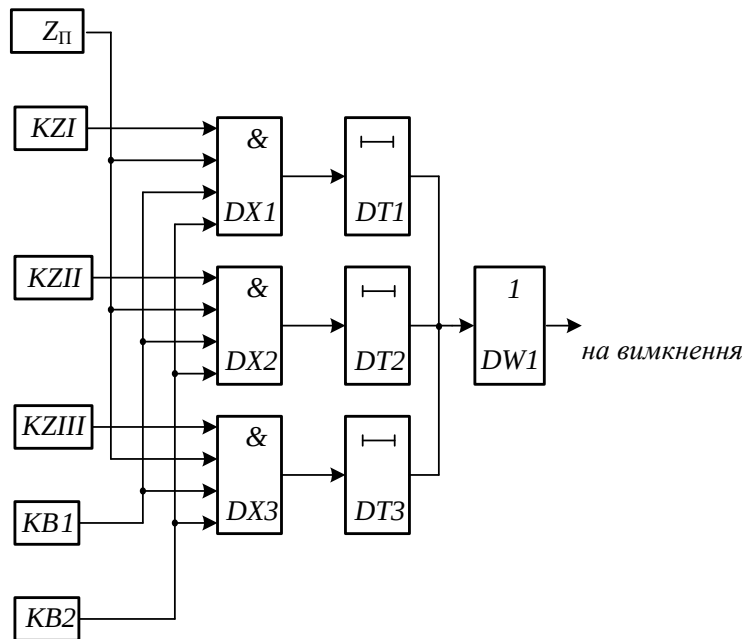


Рис. 45. Структурна схема дистанційного триступеневого захисту

Виникнення к.з. в I зоні дії дистанційного захисту призводить до спрацювання вимірних органів всіх ступенів захисту – $KZI, KZII, KZIII$. За наявності сигналів на всіх чотирьох входах кожного з трьох $DX1, DX2, DX3$ логічних елементів $\&$ (елемент логічного множення – "і") ці елементи спрацюють і на їх виходах з'являться сигнали (як правило, логічна одиниця "1"). Якщо хоча б на одному з входів сигналу немає, логічний елемент $\&$ не спрацює – на його виході сигнал відсутній. За наявності сигналів на виходах елементів $DX1, DX2, DX3$ спрацьовують реле витримок часу $DT1 \div DT3$, але реле $DT1$ має мінімальну витримку часу і воно спрацює раніше від решти реле, подасть сигнал на логічний елемент 1 (логічне додавання "або"), який, спрацьовуючи, подіє на вимкнення лінії.

У випадку виникнення к.з. в зоні дії II ступені спрацьовують вимірні органи $KZ2$ і $KZ3$ та логічні елементи відповідно $DX2$ і $DX3$, що пускають реле часу відповідно $DT2$ і $DT3$. Однак, $DT2$ – реле з меншою витримкою часу, спрацює швидше та подасть сигнал на вимкнення лінії.

Аналогічно чином працює і третій ступінь захисту.

У сучасних дистанційних захистах застосовують загальний пусковий орган захисту $Zп$. У дистанційних захистах фірми SIEMENS цей орган має характеристику спрацювання

(в координатах X-R), наведену на рис. 46, к. У деяких дистанційних захистах роль пускового органа виконує вимірний орган III ступеня. Пусковий орган є, як правило, ненаправлений і має зону дії більшу, ніж у третього ступеня захисту. За короткого замикання в зоні його дії, він запускає дистанційний захист і спрацювання кожної ступені буде тільки у випадку підтвердження к.з. від пускового органу. Таким чином, практично виключається можливість хибної роботи дистанційного захисту – імовірність одночасного хибного спрацювання і пускового органу і вимірного органу будь-якого ступеня захисту дуже мала.

У схемі дистанційного захисту є пристрій блокування дистанційного захисту від хитань KB1. У режимі хитань опір на затискачах вимірних органів KZ1 ÷ KZ3 може змінюватись аналогічно як і під час к.з. Захист в цьому випадку може хибно спрацювати – тобто він може сприйняти хитання, як к.з. Пристрій блокування KB1 розрізняє режим хитань від режиму к.з. і коли виявляє режим хитань – блокує (тоді на виході елемента KB1 – логічний "0") роботу логічних елементів DX1, DX2, DX3, виключаючи тим самим можливість хибної роботи дистанційного захисту (рис. 45). За зникнення напруги від трансформаторів напруги, або за її спотворення, що може відбуватись у випадку обривів у вторинних колах трансформаторів напруги, дистанційні органи KZ1 ÷ KZ3 можуть це сприйняти як к.з. в енергосистемі і хибно спрацювати. Тому передбачено пристрій блокування KB2, що виявляє пошкодження в колах напруги і у цьому випадку блокує роботу захисту.

Принципи виконання пристроїв блокувань від хитань та пошкоджень в колах напруги розглянуті в подальших розділах.

6.3. Характеристики реле опору – вимірних органів дистанційного захисту

До вимірного органу дистанційного захисту – реле мінімального опору підводять струм лінії та напруга шин, від яких відходить лінія, що захищають. У дистанційному реле реалізується співвідношення $\frac{\dot{U}_\delta}{\dot{I}_\delta}$, що визначає деякий комплексний опір (імпеданс)

$\underline{Z}_p = R + jX$. Тому характеристика реле може бути побудована в фазовій системі координат або в комплексній (імпедансній) площині. У фазовій системі координат відкладають максимальне значення цього імпеданса за якого реле спрацює: модуль $|\underline{Z}_p|$ відкладають під кутом φ_p . Модуль $|\underline{Z}_p|$ і кут φ_p визначають відповідно як модуль і аргумент співвідношення $\frac{\dot{U}_\delta}{\dot{I}_\delta}$. В комплексній площині відкладають по осях абсцис та ординат

відповідно активну R та реактивну X складові імпеданса $\underline{Z}_p$. На рис. 46 наведені різні види характеристик вимірних органів дистанційного захисту – реле мінімального опору. Це реле буде спрацьовувати, коли вимірюваний імпеданс буде знаходитись у площині, обмеженій кривою, що відповідає максимальному імпедансу спрацювання. Кут $\varphi_{\delta, \text{н.з.}}$, що відповідає аргументу максимального імпеданса спрацювання, називають *кутом максимальної чутливості*. За такого імпеданса реле буде мати *максимальну чутливість*.

Нижче розглянуті типові характеристики вимірних органів – реле мінімального опору.
Кругова характеристика з центром у початку координат.

Уставка спрацювання $\underline{Z}_{c.p}$ такого реле (рис. 46, а) не залежить від кута φ_p , тобто його спрацювання не залежить від напрямку потужності. Таку характеристику мають *неспрямовані реле повного опору*.

Кругова характеристика, що проходить через початок координат

Уставка спрацювання $\underline{Z}_{c.p}$ такого реле залежить від кута φ_p (рис. 46, б). Характеристика реле не охоплює третього квадранта, тобто реле не буде спрацьовувати за напрямку потужності від лінії до шин. Найбільшу чутливість реле буде мати, коли $\varphi_{\delta.i. \div} = \varphi_{\delta} = \varphi_E = \arctg(X_E / R_E)$, де X_L , R_L – відповідно реактивний та активний опори лінії, що захищають. Вибирають $\varphi_{\delta.i. \div} = 75^\circ, 87^\circ$, що відповідає параметрам ліній відповідно 110 ÷ 330 кВ, 750 кВ. Застосовують також кругову характеристику, зміщену в третій квадрант (рис. 46, в). Така характеристика підвищує надійність спрацювання захисту за близьких к.з., коли значно понижується напруга на шинах підстанції.

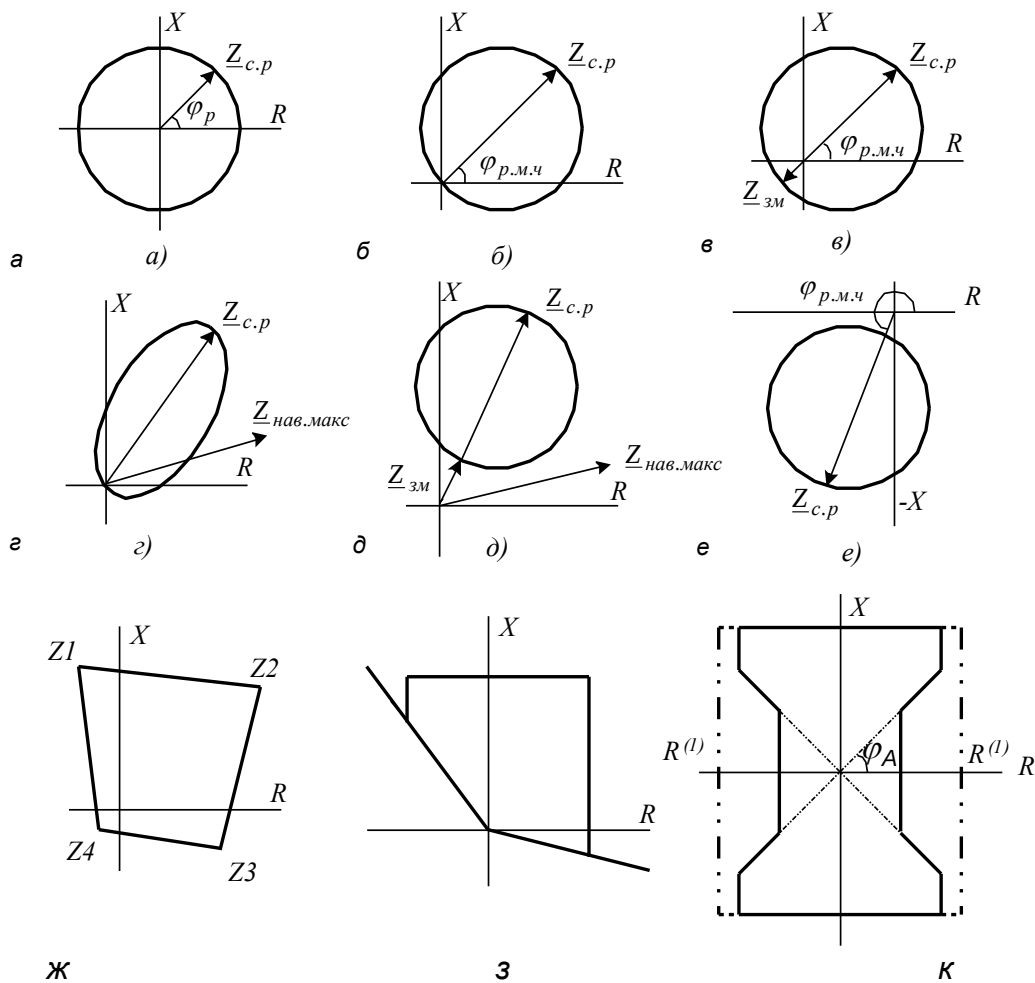


Рис. 46. Характеристики реле опору – вимірних органів дистанційного захисту

Овальна характеристика, що проходить через початок координат

Така форма характеристики (рис. 46, г) дозволяє відвести реле від хибного спрацювання за максимальних режимів навантаження, а також отримати більшу чутливість реле.

Чотирикутна характеристика

Така форма характеристики вимірного органа (рис. 46, ж) має низку переваг. Верхня сторона чотирикутника дозволяє чітко фіксувати зони I та II ступенів захисту, а також запобігати спрацюванню III ступеня у випадку навантаження із значною реактивною складовою. Права бічна сторона характеристики дозволяє відвести роботу захисту від робочих режимів максимального навантаження. Ліва бічна сторона допомагає відвести захист від потужностей навантажень, що пересилаються до місця увімкнення захисту (від лінії до шин). За близьких к.з. нижня сторона характеристики забезпечує роботу вимірного органу як I ступеня захисту. Для забезпечення роботи вимірного органу в якості II та III ступенів захисту нижня сторона чотирикутника повинна бути зміщена в третій квадрант. Також можливе застосування вимірного органа з характеристикою, що має форму трикутника.

Спеціальні форми характеристик.

Такі характеристики (рис. 46, д) виконують у вигляді кола, які знаходяться в 1-му та частково в 2-му квадрантах, що забезпечує відведення від хибної роботи захисту за максимальних навантажень. Але реле з такою характеристикою не може реагувати на близькі к.з. Тому таку характеристику не застосовують для I та II ступенів дистанційного захисту. Застосовують також характеристики, зміщені в 3-й та 4-й квадранти (рис. 46, е). Такі характеристики мають дистанційні органи пристроїв автоматики, що виявляють асинхронний хід генераторів на електричних станціях.

Сучасний розвиток цифрової техніки дозволяє отримати характеристики будь-якої форми. В мікропроцесорних пристроях дистанційних захистів фірми SIEMENS для всіх трьох ступенів захисту застосовують характеристики, наведені на рис. 46, з. Пускові органи дистанційного захисту цієї фірми мають форму чотирикутника (рис. 46, к). Для пуску захисту за однофазних к.з. в характеристиці пускового органа по осі абсцис прямокутник обмежений прямими, що проходять через особливі точки $R^{(1)}$ (на рисунку показані штриховою лінією). Складнішу форму має пусковий орган, що діє за міжфазних к.з. Він має форму шпупі (на рис. 46, к показаний суцільною лінією).

6.4. Вибір параметрів спрацювання дистанційних захистів

Параметрами спрацювання дистанційних захистів є імпеданс та час спрацювання.

Нижче, як приклад, розглянуто вибір параметрів спрацювання триступеневого дистанційного захисту A1 лінії Л1 розгалуженої мережі з одностороннім живленням (рис. 47). Розрахунок виконано для дистанційних захистів, вимірні органи яких мають форму овала.

Розрахунок опору спрацювання зводять до визначення модуля максимального імпеданса спрацювання реле, тому що його аргумент, як правило, відповідає куту максимальної чутливості реле.

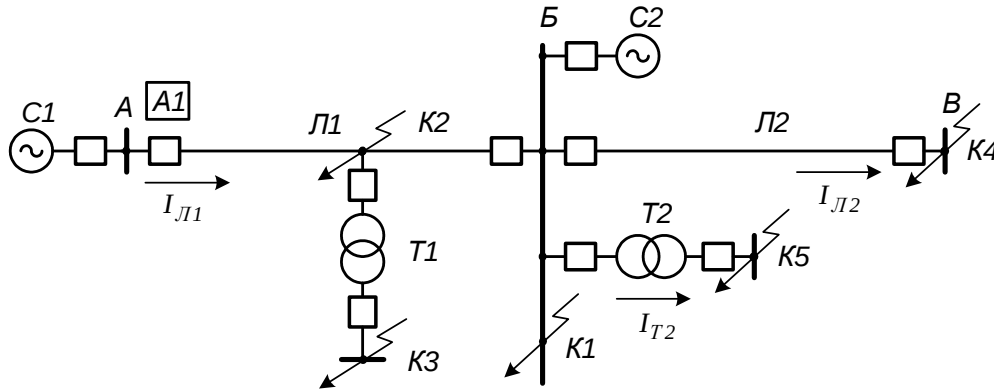


Рис. 4 Розрахунок параметрів спрацювання дистанційного захисту

I ступінь. Призначений для захисту початку лінії (близько 80–90% її довжини). Опір спрацювання вибирають з умов неспрацювання за таких пошкоджень:

– к.з. в кінці лінії, що захищають (точка К1)

$$Z_{с.з}^I = k_{від} \cdot Z_{Л1}, \quad (42)$$

де $k_{від} = 0,85$ – коефіцієнт відведення, враховує похибки трансформаторів струму, напруги і реле, а також неточність розрахунків та відповідний запас; $Z_{Л1}$ – повний опір лінії;

– к.з. в місці приєднання трансформатора (якщо таке приєднання існує), точка К2. В цьому випадку опір вибирають в залежності від умов приєднання трансформатора до лінії, що захищають:

а) якщо трансформатора з вимикачем приєднаний до лінії і вимикається швидкодійним захистом трансформатора, тоді опір спрацювання розраховують за виразом

$$Z_{с.з}^I = k_{від} \cdot Z'_{Л1}, \quad (43)$$

де $Z'_{Л1}$ – опір ділянки лінії від початку лінії до місця приєднання трансформатора;

б) якщо трансформатор приєднаний до лінії без вимикача, то в зону дії першого ступеня входять ділянка лінії до відпайки та трансформатор відпайки

$$Z_{с.з}^I = k_{від} \cdot (Z'_{Л1} + Z_{Т1}), \quad (44)$$

де $Z_{Т1}$ – опір трансформатора Т1.

У разі приєднання трансформатора до лінії без вимикача опір спрацювання I ступеня вибирають меншим (на відміну від максимальних струмових захистів) з умов (42) та (44).

Коли трансформатор приєднаний до лінії через вимикач, визначальною є умова (43).

Коли лінія Л1 тупикова, то перший ступінь дистанційного захисту відводиться від к.з. на виводах обмотки низької (середньої) напруги трансформатора (автотрансформатора), що живиться від даної лінії. Тоді опір спрацювання визначають за (42).

Чутливість I ступеня, як правило, є достатньою і її не перевіряють.

II ступінь. Призначений для захисту кінця лінії, хоча зона його дії частково охоплює і суміжні об'єкти, що живляться від шин протилежної підстанції. Зона дії II ступеня виходить за межі лінії – для надійного спрацювання за короткого замикання в кінці лінії. Опір спрацювання II ступеня вибирають з умов відведення від к.з. в кінці суміжної ланки (точка

К4 на рис. 47), а також від к.з. за трансформатором Т2 протилежної підстанції Б (точка К5 на рис. 47)

$$Z_{\text{н.}\zeta}^{\text{II}} = k_{\text{а}^3\text{а}} \cdot \left(Z_{\text{Е}1} + \frac{k_{\text{а}^3\text{а}}^{\text{I}} \cdot Z_{\text{н.}\zeta}^{\text{I}} \cdot \text{Е}2}{k_{\text{н.}\delta.1}} \right); \quad (45)$$

$$Z_{\text{с.3}}^{\text{II}} = k_{\text{від}} \cdot \left(Z_{\text{Л1}} + \frac{Z_{\text{Т2мін}}}{k_{\text{с.р.2}}} \right), \quad (46)$$

де $Z_{\text{Т2мін}}$ – мінімальний повний опір трансформатора Т2, що відповідає крайньому положенню анцапф обмотки Т2, що перемикаються пристроєм РПН (регулювання під напругою); $Z_{\text{с.3.Л2}}^{\text{I}}$ – менший з опорів спрацювання І ступеня дистанційних захистів наступних ланок (у цьому випадку лінія Л2 підстанції Б); $k_{\text{від}}^{\text{I}} = 0,9$ – коефіцієнт відведення, менший 1, враховує можливе зменшення зони захисту наступної ланки, виконаного за дистанційним принципом (у цьому випадку – лінії Л2), викликане від’ємними похибками вимірювальних трансформаторів та вимірювальних органів захисту; $k_{\text{с.р.1}}$, $k_{\text{с.р.2}}$ – коефіцієнти струморозподілу, враховують різне значення струмів у місці встановлення захистів та струмів к.з. відповідно в точках К4 та К5. Коефіцієнт струморозподілу визначають як співвідношення струму, що протікає в місці встановлення захисту до струму в вітці, де виникло к.з. Для даної мережі (рис. 47) $k_{\text{н.}\delta.1} = \frac{I_{\text{Е}1}}{I_{\text{Е}2}}$ за короткого замикання в точці

К4, $k_{\text{н.}\delta.2} = \frac{I_{\text{Е}1}}{I_{\text{О}2}}$ за короткого замикання в точці К5.

Розрахунок опору спрацювання ІІ ступеня за (45), (46) збільшує зону дії захисту – ступінь повністю охоплює дану лінію і ділянки суміжних об’єктів (лінії Л2 та трансформатора Т2), але не виходить за межі дії І-го ступеня лінії Л2 та за межі дії швидкодіючого захисту трансформатора Т2. Тим самим забезпечується селективність роботи ІІ ступеня захисту.

З двох опорів спрацювання (45), (46) вибирають менше значення.

Чутливість ІІ ступеня

Чутливість ІІ ступеня перевіряють за короткого замикання в кінці лінії, яку захищають

$$k_{\text{ч}} = Z_{\text{с.3}}^{\text{II}} / Z_{\text{Л1}}, \quad (50)$$

де $Z_{\text{Л1}}$ – опір лінії, яку захищають (рис. 47).

За відсутності ІІІ ступеня або у випадку використання ІІ ступеня як основного захисту $k_{\text{ч}} \geq 1,5$. За наявності третього ступеня допускають менше значення коефіцієнта чутливості – $k_{\text{ч}} \geq 1,25$.

За недостатньої чутливості ІІ ступеня опір спрацювання збільшують, але для того, щоб запобігти надлишковим спрацюванням ІІ ступеня за короткого замикання на наступній (від джерела живлення) ланці (на лінії Л2, за трансформатором Т2) збільшують час спрацювання ІІ ступеня – його узгоджують з ІІ ступенем наступного елемента

$$t_{\text{Л1}}^{\text{II}} = t_{\text{Л2}}^{\text{II}} + \Delta t, \quad (51)$$

де $t_{\text{Л2}}^{\text{II}}$ – час спрацювання ІІ ступеня суміжної лінії – лінії Л2.

III ступінь

III ступінь призначений для резервування роботи I та II ступенів дистанційного захисту лінії, яку захищають, (ближнє резервування) та резервування роботи захистів суміжних ланок, що отримують живлення від шин протилежної підстанції (дальнє резервування). Крім того, в деяких пристроях захисту III ступінь використовують як пусковий орган дистанційного захисту.

В якості III ступеня можуть застосовувати:

- струмовий захист, пускові органи якого увімкнені на фазні струми;
- струмовий захист з пуском за напругою;
- дистанційне реле;
- реле струму оберненої послідовності.

Для III ступеня дистанційного захисту, в якому застосоване реле опору, опір спрацювання відводять від мінімального опору за самозапуску двигунів:

- для неспрямованого реле повного опору

$$Z_{\text{н.с}}^{\text{III}} = \frac{Z_{\text{н.с.д}}}{k_{\text{а.а}} \cdot k_{\text{і.а}}}; \quad (55)$$

- для спрямованого реле опору, якщо його кут максимальної чутливості відповідає аргументу імпедансу лінії

$$Z_{\text{с.з}}^{\text{III}} = \frac{Z_{\text{с.зап}}}{k_{\text{від}} \cdot k_{\text{пов}} \cdot \cos(\varphi_{\text{Л}} - \varphi_{\text{роб}})}, \quad (56)$$

де $Z_{\text{с.зап}}$ – мінімальне значення опору в місці встановлення захисту за самозапуску двигунів; $\varphi_{\text{Л}}, \varphi_{\text{роб}}$ – аргументи повного опору відповідно лінії та навантаження за режиму самозапуску двигунів після вимкнення зовнішнього к.з.; $k_{\text{від}} = 1.2$ – коефіцієнт відведення; $k_{\text{пов}}$ – коефіцієнт повернення.

$Z_{\text{с.зап}}$ визначають за виразом

$$Z_{\text{с.зап}} = \frac{U_{\text{мін}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{с.зап}} \cdot I_{\text{роб.макс}}}, \quad (57)$$

де $U_{\text{мін}}$ – мінімальна напруга за самозапуску двигунів; $I_{\text{роб.макс}}$ – струм в лінії за максимального навантаження; $k_{\text{с.зап}} = 1.5 \div 2$ – коефіцієнт самозапуску.

Коли для пуску III ступеня застосовано фільтр-реле струму оберненої послідовності, то струм спрацювання реле відводять від вторинного сумарного струму оберненої послідовності в місці встановлення захисту – за режиму нормального навантаження.

Час спрацювання III ступеня узгоджують з III ступенем захисту суміжної ланки і вибирають на ступінь селективності більшим. Так, для III ступеня захисту A1 (рис. 39) час спрацювання визначають з виразу

$$t_{\text{с.з}}^{\text{III}} = t_{\text{с.з.Л2}}^{\text{III}} + \Delta t, \quad (58)$$

де $t_{\text{с.з.Л2}}^{\text{III}}$ – час спрацювання III ступеня захисту суміжної ланки – лінії Л2; Δt – ступінь селективності.

Чутливість III ступеня

Чутливість III ступеня перевіряють за короткого замикання у різних місцях мережі – залежно від виконуваної ступенем функції:

– ближнього резервування, – то як і для II ступеня, за короткого замикання в кінці лінії, яку захищають (точка K1, рис. 47);

– дальнього резервування, – то за короткого замикання в кінці суміжної ланки (точка K4, рис. 47).

В залежності від способу реалізації III ступеня коефіцієнт чутливості обчислюють за різними виразами.

За використання реле опору

$$k_{\text{ч}} = \frac{Z_{\text{с.з}}^{\text{III}}}{Z_3}, \quad (61)$$

де Z_3 – максимальний опір в місці встановлення захисту за розрахункового металічного двофазного к.з.;

Відповідно до вимог ПУЕ мінімальне значення коефіцієнта чутливості повинно бути:

– $k_{\text{ч}} \geq 1,2$ за короткого замикання у кінці суміжної лінії, коли III ступінь виконує функції дальнього резервування (для захисту A1 – к.з. в точці K4, рис. 47);

– $k_{\text{ч}} \geq 1,5$ за короткого замикання у кінці лінії, яку захищають (для захисту A1 – к.з. в точці K1, рис. 47).

6.5. Пристрої блокування від хитань

Опір на затискачах вимірних органів дистанційного захисту за хитань у системі може змінюватись аналогічно, як і за коротких замикань на лінії. Тому за хитань у системі захист може хибно спрацювати. Для запобігання хибної роботи дистанційного захисту застосовують спеціальні блокувальні пристрої, що виводять захист з роботи за режиму хитань.

Ці пристрої чітко розпізнають режим к.з. та режим хитань. За режиму к.з. пристрій блокування на певний час вводить у роботу захист, а за режиму хитань блокує його роботу.

Застосовують пристрої блокування, що реагують на такі властивості координат режиму (струму, напруги тощо):

– несиметрія за виникнення к.з.;

– різна швидкість зміни за коротких замикань та за хитань.

Пристрої блокування, виконані за першим принципом, набули застосування в першому поколінні електромеханічних пристроїв дистанційного захисту. В сучасних дистанційних захистах, зокрема цифрових, пристрої блокування від хитань виконують за другим принципом.

Розглянемо детальніше кожен з цих принципів.

Пристрій блокування від хитань, що реагує на несиметрію під час к.з. Як показав досвід експлуатації, одночасного замикання фаз за трифазного к.з. відразу не виникає. Спочатку, як правило, замикаються дві фази, потім три. Навіть, коли вмикається напруга живлення до об'єкта, з якого забули зняти ремонтну закоротку, вимикач відразу не комує всі три фази – завжди є певна розбіжність у часі. Тому і за таких режимів виникає короткочасна несиметрія. Ця несиметрія запам'ятовується спеціальним пристроєм, який ідентифікує режим к.з. і дозволяє працювати захисту.

Пристрій блокування повинен вводити в роботу захист тільки на час $t_{\text{бл}}$, достатній для спрацювання захисту. Водночас $t_{\text{бл}}$ повинен бути меншим від часу $t_{\text{хит}}$, за який виникають хитання після вимкнення захистом зовнішнього к.з. Тому необхідно реалізувати таку нерівність

$$t_{\text{с.з}} < t_{\text{бл}} < t_{\text{хит}}. \quad (84)$$

Після закінчення часу $t_{\text{бл}}$ робота захисту забороняється.

Отже, пристрій блокування повинен:

- виявляти короточасну несиметрію;
- дозволяти захисту працювати лише на певному відрізку часу, після чого блокувати його роботу;
- знову вводити в роботу захист після повторного виникнення несиметрії.

Такий принцип блокування застосовано в пристроях КРБ-125 та КРБ-126, в яких несиметрію виявляють фільтрами відповідно напруги та струму оберненої послідовності. Пристрій блокування КРБ-125 застосовують лише в малорозгалужених мережах з малопотужними джерелами живлення, а КРБ-126 – в достатньо розгалужених мережах з потужними джерелами живлення. В Україні останні мережі зустрічаються частіше.

Пристрій блокування від хитань, що реагує на швидкість зміни координат режиму.

Блокування, що реагує на появу несиметрії, має такі недоліки:

- є нечутливим до к.з. в кінці довгої лінії, що живиться від малопотужного джерела;
- може бути нечутливим за рахунок необхідності зменшення чутливості пристроїв блокування для ліній, що живлять тягові підстанції, у яких за нормального режиму є значний рівень струмів оберненої послідовності.

За режимів к.з. швидкість зміни струмів, напруг та їх симетричних складових значно вища, ніж за хитань. Цю особливість використано в сучасних пристроях блокування від хитань. Блок-схема такого пристрою наведена на рис. 52.

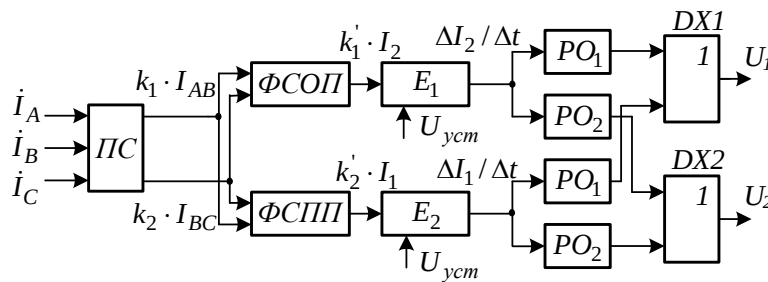


Рис. 52. Блок-схема пристрою блокування, що реагує на швидкість зміни параметрів режиму

Пристрій складається з перетворювача струму (ПС), до якого підводять фазні струми. Напруги на виході ПС пропорційні різниці струмів $k_1 \cdot \dot{I}_{AB} = k_1 \cdot (\dot{I}_A - \dot{I}_B)$ та $k_2 \cdot \dot{I}_{BC} = k_2 \cdot (\dot{I}_B - \dot{I}_C)$. Таке перетворення відфільтровує струм нульової послідовності. Далі сигнали подаються на фільтри струму оберненої (ФСОП) та прямої (ФСПП) послідовностей. На виході цих блоків формуються напруги, пропорційні струмам прямої та оберненої послідовностей – відповідно $k_1' \cdot I_2$, $k_2' \cdot I_1$, що подаються до блоків E_1 та E_2 . На своїх виходах блоки E_1 та E_2 формують відношення приростів струмів відповідно прямої

та оберненої послідовностей до приросту часу $\Delta I_1/\Delta t$, $\Delta I_2/\Delta t$, що подаються на входи чутливого (РО₁) та менш чутливого (РО₂) органів. У випадку повільної зміни $\Delta I_1/\Delta t$, $\Delta I_2/\Delta t$, за хитань у системі, реагуючі органи не спрацювують і на виходах $DX1$, $DX2$ сигнали відсутні. За виникнення к.з. відбувається стрибкоподібне зростання величин $\Delta I_1/\Delta t$, $\Delta I_2/\Delta t$, що зумовлює спрацювання реагуючих органів і на виходах $DX1$, $DX2$ з'являються напруги U_1 та U_2 . Чутливість блоків E_1 та E_2 регулюють зміною уставки $U_{уст}$. Поява напруг U_1 чи U_2 свідчить про виникнення к.з. в енергосистемі і захист вводиться в роботу на певний час.

За спрацювання органів – чутливого (наявність напруги U_1) та менш чутливого (наявність напруги U_2), вводяться в роботу відповідно: на час до 12 с – повільнодіючі ступені дистанційного захисту та на час до 0,6 с – швидкодіючі ступені цього захисту. Спрацювання менш чутливого органа свідчить про наявність близького к.з.

Якщо за цей час не відбулося вимкнення об'єкта, тобто к.з. не в зоні дії даного захисту, то пристрій блокування повертається у вихідний стан і блокує роботу захисту до виникнення наступної несиметрії. Якщо ж захист спрацював, то пристрій блокування відразу повертається у вихідний стан за фактом вимкнення вимикача і готовий до наступної роботи.

6.6. Пристрої блокування за несправностей в колах змінної напруги

Зникнення напруги у вторинних колах трансформатора напруги або її спотворення може призвести до неселективного спрацювання дистанційного захисту за рахунок хибної дії вимірних органів. Тому в дистанційних захистах застосовують пристрої контролю справності кіл змінної напруги, що під'єднані до трансформатора напруги.

Ці пристрої реагують на один із факторів:

- відсутність струму нульової послідовності за наявності напруги нульової послідовності;
- різниця однойменних вторинних фазних напруг двох джерел напруги.

Недоліком першого способу є можливість хибного спрацювання пристрою блокування за відсутності напруг усіх фаз. Це може відбутися тоді, коли вимкнено автомат в колі вторинної обмотки трансформатора напруги, з'єднаної у "розімкнутий трикутник". У цьому випадку відсутня напруга нульової послідовності. Тому значного застосування на практиці цей принцип не набув.

6.7. Високочастотні захисти ліній

6.7.1. Особливості високочастотних захистів ліній

До високочастотних захистів ліній належать захисти, що використовують сигнали високої частоти.

Для організації високочастотного захисту лінії застосовують два підкомплекти захисту, що розміщені по обох кінцях лінії. До складу підкомплектів, крім релейної частини, входять і високочастотні комплекти – високочастотний (ВЧ) приймач та ВЧ передавач. ВЧ передавачі двох підкомплектів запускаються і починають генерувати ВЧ сигнали в лінію за короткого замикання у мережі. ВЧ приймачі приймають ВЧ сигнали від

ВЧ передавачів обох півкомплектів. В залежності від інформації, переданої ВЧ сигналом, в логічній частині захисту формується сигнал про наявність чи відсутність к.з. в зоні захисту. За наявності чи відсутності к.з. в зоні захисту релейною частиною захисту формується сигнал відповідно на вимкнення вимикачів лінії чи на блокування роботи двох півкомплектів захисту.

Лінії електропередавання, залежно від класу напруг, мають особливості, які необхідно врахувати, застосовуючи високочастотні захисти. Стосовно високочастотних захистів ЛЕП за напругою ділять на дві групи: 110 ÷ 330 кВ та 500 ÷ 750 кВ. Проте, окремі ЛЕП напругою 330 кВ, в залежності від виконуваних функцій в енергосистемі, можна зарахувати до другої групи.

ЛЕП напругою 110 ÷ 330 кВ мають відносно незначні ємнісні струми, які не враховують. Для цих ліній, як правило, не застосовують пристрої однофазного автоматичного повторного ввімкнення (ОАПВ); такі ЛЕП досить часто мають відгалуження.

ЛЕП напругою 500 ÷ 750 кВ мають високий рівень ємнісних струмів. На цих ЛЕП застосовують пристрої ОАПВ і, як правило, відсутні відгалуження.

Залежно від особливостей ЛЕП різного класу напруг, диференційні високочастотні захисти повинні задовольняти наступні вимоги.

Для ЛЕП напругою 110 ÷ 220 кВ:

- час спрацювання захистів повинен становити не більше двох періодів промислової частоти;

- повинна враховуватись наявність відгалужень на ЛЕП;

- захисти повинні відводитись від к.з. за трансформаторами відгалужень, а також від стрибків струмів намагнічення за увімкнення цих трансформаторів.

Для ЛЕП напругою 500 ÷ 750 кВ:

- час спрацювання захистів повинен становити до одного періоду промислової частоти;

- необхідно враховувати роботу пристроїв ОАПВ.

Тому виготовляють комплекти високочастотних диференційних захистів окремо для ЛЕП напругою 110 ÷ 330 кВ і для ЛЕП напругою 500 ÷ 750 кВ.

Залежно від принципу роботи, є два види високочастотних захистів ліній:

- *спрямовані захисти з високочастотним блокуванням;*

- *диференційно-фазові високочастотні захисти.*

Нижче детально розглянуто принцип роботи та особливості обох видів високочастотного захисту.

6.7.2. Організація високочастотного каналу захисту

Канал, яким пересилають ВЧ сигнали, називають високочастотним каналом. Особливістю організації ВЧ каналу є пересилання ВЧ сигналів по проводах лінії, яку захищають. На рис. 58 наведена схема організації високочастотного каналу.

В енергетиці для організації ВЧ каналу використовують схему з мінімальною кількістю апаратури – схему "фаза – земля", хоча в передачі ВЧ сигналів беруть участь проводи усіх трьох фаз.

У склад схеми високочастотного каналу входять два півкомплекти, розміщені на кінцях ЛЕП. Кожний півкомплект має такі елементи:

– загороджувач 1. Це смуговий фільтр, що не пропускає ВЧ сигнал і має малий опір для струмів промислової частоти;

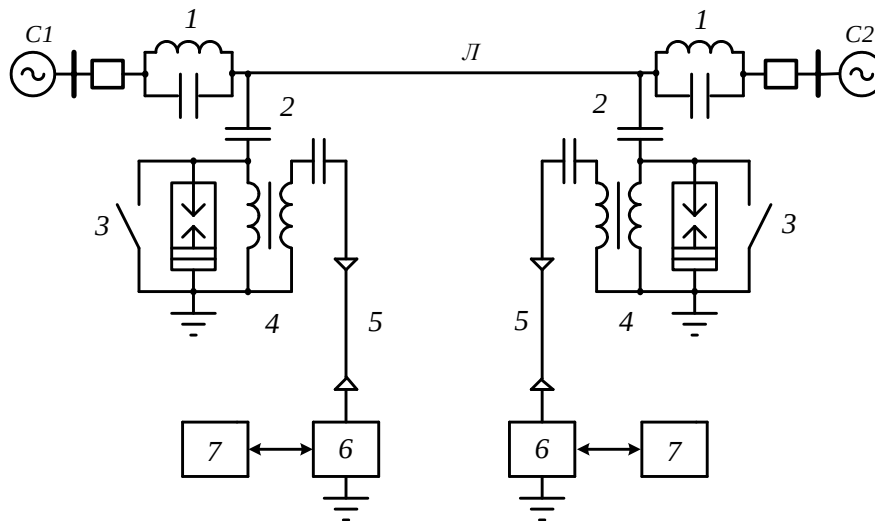


Рис. 58. Схема організації високочастотного каналу

– конденсатор зв'язку 2 та фільтр приєднань 4 утворюють смуговий фільтр, що пропускає ВЧ сигнал і не пропускає струми промислової частоти. Крім того, він забезпечує узгодження входних хвильових опорів лінії та ВЧ кабелю 5;

– ВЧ кабель 5 – для приєднання фільтра до блока приймача-передавача;

– блок приймач-передавач 6 – для прийому та генерування за певним законом ВЧ сигналів. Управління процесом генерування ВЧ сигналів здійснює релейна частина 7;

– релейна частина 7 – для обробки ВЧ сигналів від приймача, керує передавачем та, у випадку виконання певних умов, формує сигнал вимкнення вимикача лінії;

– захисні пристрої 3 – для захисту низьковольтного обладнання від дії високої напруги.

Пересилають ВЧ сигнали на частотах $40 \div 500$ кГц. На пересилання ВЧ сигналу суттєвий вплив мають атмосферні умови. Наліпання снігу, ожеледь на проводах ЛЕП спричиняють суттєве затушення ВЧ сигналу. Крім цього, на якість пересилання впливають і особливі процеси, що виникають у високовольтній мережі. Це коронування проводів, дугові замикання, перемикання в силових колах, атмосферні розряди, а також вплив ВЧ каналів сусідніх ЛЕП та радіоканалів. Відведення від завад, що виникають у високовольтній мережі, здійснюють вибором відповідних частоти пересилання та рівня ВЧ сигналів.

Основним недоліком високочастотного каналу є його пошкодження за обривів на лінії, яку захищають, та за виникнення трифазного к.з.

6.7.3. Спрямований захист з високочастотним блокуванням

Спрямований захист з високочастотним (ВЧ) блокуванням - захист з абсолютною селективністю, тобто він реагує тільки на пошкодження лінії, яку захищають.

Спрямований захист з високочастотним блокуванням реагує на спрямування потужності оберненої послідовності. В захисті враховано, що за короткого замикання джерелом потужності оберненої послідовності є місце к.з.

Якщо пошкоджена лінія, яку захищають, то потужність оберненої послідовності на

обох кінцях лінії буде спрямована від місця к.з. на лінії до шин. Тоді два півкомплекти захисту, встановлені на обох кінцях лінії, повинні подіяти на вимкнення «своїх» вимикачів.

Якщо к.з. виникло на суміжній лінії, то для одного півкомплекту потужність оберненої послідовності буде спрямована від лінії до шин – к.з. у напрямку лінії, яку захищають; для другого – від шин у лінію, тобто к.з. проти напрямку ("за спиною"). У цьому випадку вимикачі даної лінії не повинні вимикатись.

У двох півкомплектів захисту є чутливі пускові органи, що спрацьовують за к.з. в мережі (на лінії, яку захищають, або на суміжних ланках) і запускають ВЧ передавачі. ВЧ передавачі генерують у лінію ВЧ сигнали $VЧ_{прдA1}$ та $VЧ_{прдA2}$ (рис. 59). ВЧ приймачі обох півкомплектів приймають ВЧ сигнали свого та протилежного півкомплектів. За наявності в лінії ВЧ сигналу робота обох півкомплектів на вимкнення вимикачів блокується.

Одночасно зі спрацюванням чутливих пускових органів обох півкомплектів захисту пускаються їх органи спрямування потужності оберненої послідовності. Якщо спрямування потужності оберненої послідовності є в напрямі від лінії до шин, то орган спрямування потужності діє на зупинку свого ВЧ передавача. Якщо к.з. за межами лінії Л1 (точка К1, рис. 59, а), то орган спрямування потужності півкомплекту А1 зупинить свій ВЧ передавач, тому що потужність для цього півкомплекту спрямована від лінії до шин, тобто півкомплект А1 сприймає це пошкодження як к.з. в зоні. Але орган спрямування потужності півкомплекту А2 не спрацює і не зупинить свій ВЧ передавач, тому що для півкомплекту А2 потужність буде спрямована від шин у лінію, тобто к.з. є "за спиною". Таким чином, півкомплект А2 продовжуватиме генерувати в лінію ВЧ сигнал, який прийматимуть приймачі двох півкомплектів. Оскільки ВЧ сигнал наявний в каналі, то релейні частини обох півкомплектів не вимикатимуть вимикачі лінії – робота захисту на вимкнення буде заблокована.

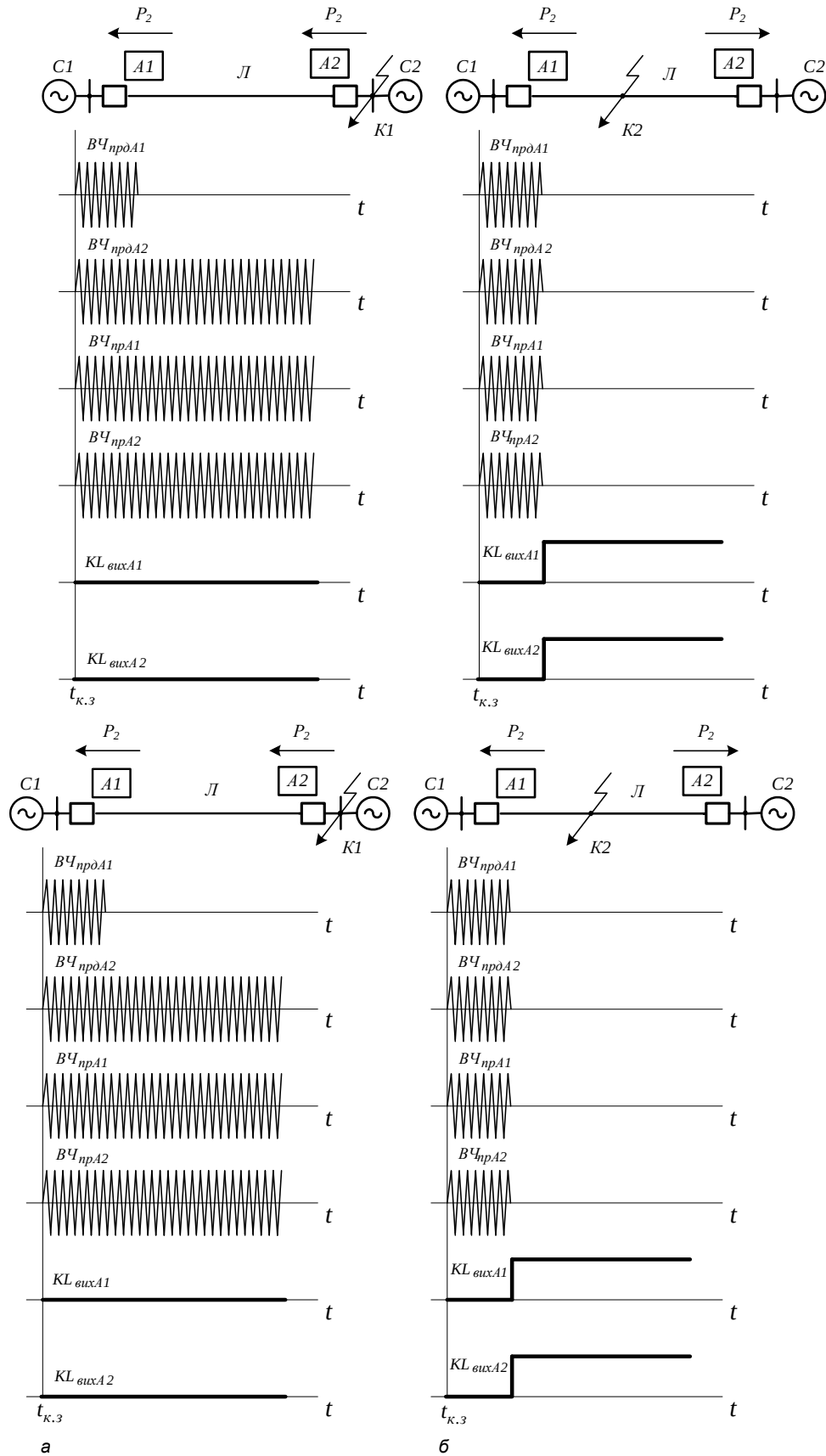


Рис. 59. Робота спрямованого захисту з високочастотним блокуванням:
а – к.з. поза зоною дії захисту; б – к.з. у зоні

За короткого замикання в лінії Л1 (точка К2, рис. 59, б) одночасно в двох півкомплектах захисту чутливі органи пустять ВЧ передавачі та пустяться органи спрямування потужності оберненої послідовності. Ці органи сприймуть таке пошкодження, як к.з. у зоні, тому що потужність оберненої послідовності для двох півкомплектів буде спрямована від лінії до шин, і зупинять обидва ВЧ передавачі. У лінії зникнуть блокуючі ВЧ сигнали і логічні частини захисту обох півкомплектів сформує сигнал на вимкнення "своїх" вимикачів – пошкоджена лінія буде вимкнена.

Часові діаграми пояснюють роботу спрямованого захисту з ВЧ блокуванням за короткого замикання за межами лінії (рис. 59, а) і – в межах лінії (рис. 59, б).

6.7.4. Диференційно-фазовий високочастотний захист

Диференційно-фазовий високочастотний захист (ДФЗ) порівнює фази струмів на початку та в кінці лінії, яку захищають. За додатній напрямок струму приймають спрямування від шин у лінію. Тому за зовнішнього к.з. (точка К1, рис. 60, а) струми $\dot{I}_1$, $\dot{I}_2$ на кінцях лінії протилежно направлені і їх вважають взаємно зсунутими на кут 180° . У випадку к.з. на лінії Л (точка К2 на рис. 60, б) струми на її кінцях однонаправлені (додатній напрямок). Тоді, якщо знехтувати зсувом між векторами $\dot{E}_{C1}$, $\dot{E}_{C2}$ та різницею аргументів імпедансів лінії відносно точки к.з., можна рахувати, що струми співпадають за фазою.

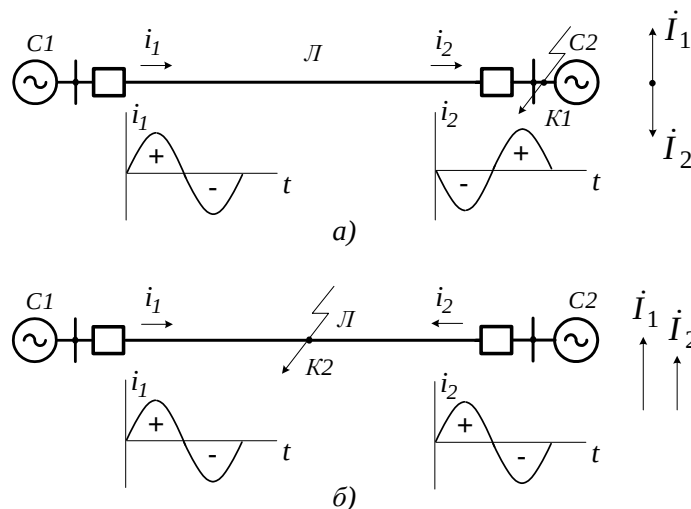


Рис. 60. Принцип дії диференційно-фазового високочастотного захисту

Отже, порівнюючи фази струмів на кінцях лінії, можна зробити висновок про наявність к.з. на лінії чи поза нею.

У струмовому диференційному захисті реалізовано безпосереднє порівняння фаз струмів на початку та в кінці лінії. У диференційно-фазовому високочастотному захисті порівняння фаз здійснюється непрямым шляхом – шляхом пересилання сигналів високої частоти.

Орган порівняння фаз порівнює фази струмів на початку та кінці лінії, яку захищають. Коли напруга на виході ВЧ приймача відсутня, на виході органа порівняння фаз сигнал, що дозволяє спрацювати захисту, теж відсутній. Коли на виході ВЧ приймача протягом певного часу з'являється постійна напруга, орган порівняння фаз дає дозвіл на вимкнення вимикача.

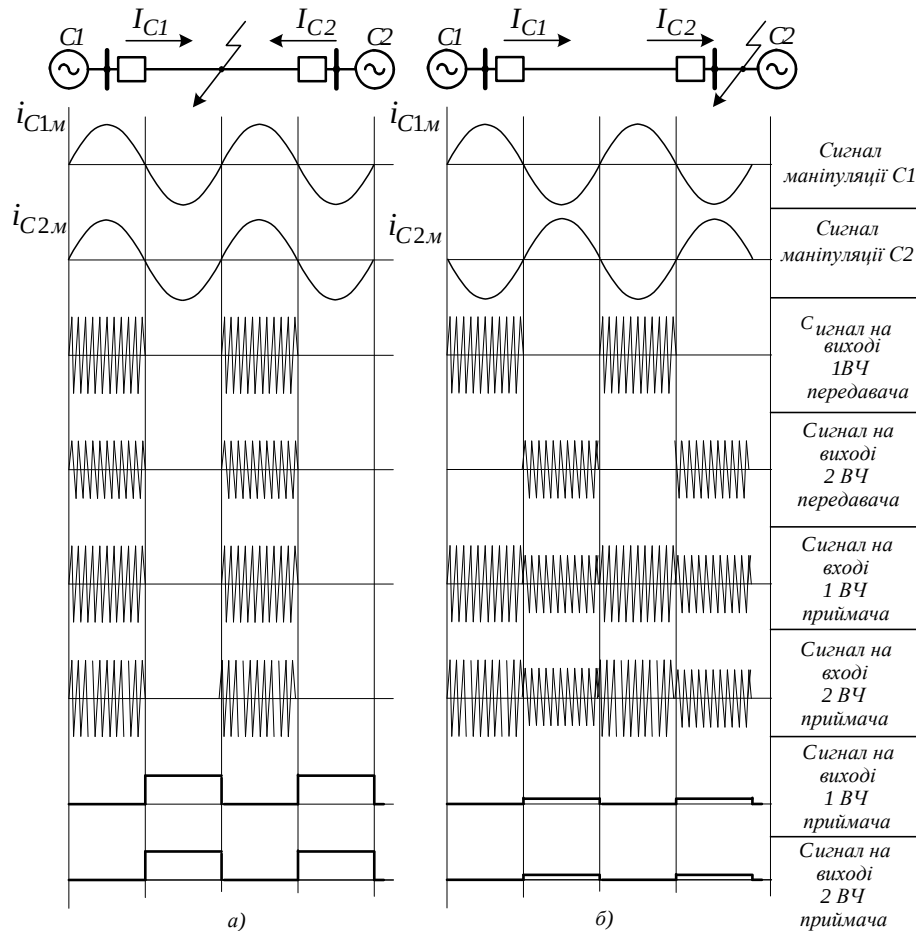


Рис. 65. Робота ДФЗ а) к.з. у зоні; б) к.з. поза зоною

Нижче розглянуто роботу ДФЗ за короткого замикання у зоні та поза зоною дії захисту (рис. 65).

За короткого замикання у зоні чи поза зоною у двох півкомплектах спрацьовують чутливі пускові органи та пускають їхні ВЧ передавачі. Органи маніпуляції обох півкомплектів формують сигнали маніпуляції i_{C1M} та i_{C2M} . ВЧ передавачі обох півкомплектів почнуть генерувати в лінію маніпульований ВЧ сигнал, а ВЧ приймачі обох півкомплектів прийматимуть ці ВЧ сигнали. Потім, залежно від місця к.з. (в зоні чи поза зоною), ДФЗ працюватиме так:

– к.з. на лінії (рис. 65, а). Фази струмів однакові. ВЧ сигнал у лінії матиме перервний характер з інтервалом часу, що дорівнює півперіоду струму промислової частоти. За прийому перервного ВЧ сигналу на виходах обох ВЧ приймачів з'явиться перервна напруга. Органи порівняння фаз обох півкомплектів дадуть дозвіл на вимкнення обох вимикачів – пошкоджена лінія буде вимкнена;

– зовнішнє к.з. (рис. 65, б). Фази струмів протилежні. Тому передавачі обох півкомплектів створюватимуть у ВЧ каналі сумарний неперервний ВЧ сигнал, що прийматимуть ВЧ приймачі обох півкомплектів. Тому на виходах обох ВЧ приймачів напруга буде відсутня – органи порівняння фаз двох півкомплектів не будуть давати дозвіл на спрацювання захисту – вимикачі вимкаться не будуть.