МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ
щодо виконання самостійної роботи
(частина 2)

СУМИ – 2025

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Інженерно-технологічний факультет
Кафедра енергетики та електротехнічних систем

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ
щодо виконання самостійної роботи
(частина 2)

для здобувачів 4 та 2 с.т. курсів освітньої програми
«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
денної та заочної форм здобуття освіти
ступеня вищої освіти «Бакалавр»

СУМИ 2025

УДК 621.316
Р37

Укладачі: Кравченко В.О., к.ф.-м.н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем
Юрченко О.Ю., ст. викладач кафедри енергетики та електротехнічних систем
Сіренко Ю.В., PhD, доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем
Тимошенко Г.А., завідувач лабораторіями кафедри енергетики та електротехнічних систем

Р37 Науково-методичне забезпечення навчального процесу: Релейний захист. Методичні рекомендації щодо виконання самостійної роботи (частина 2) / укл.: Кравченко В.О., Юрченко О.Ю., Сіренко Ю.В., Тимошенко Г.А.- Суми, 2025. - 84 с.

Конспект лекцій складається з 6 тем, починаючи з першої «Захист трансформаторів» до заключної «Автоматика мереж». В кінці кожній теми наведені питання для самоконтролю та література.

Рецензенти:
Чепіжний А.В. – к.т.н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем СНАУ;
Шуляк М.Л. – д.т.н., професор, зав. кафедри агроінжинірингу СНАУ.

Відповідальний за випуск:
Чепіжний А.В. к.т.н., доцент, зав. кафедри енергетики та електротехнічних систем СНАУ.

Рекомендовано до видання Радою із забезпечення якості освітньої діяльності та якості вищої освіти інженерно-технологічного факультету СНАУ. Протокол № _4_ від „28” січня 2025 року.

© Сумський національний аграрний університет, 2025

ЗМІСТ

	Вступ	6
1.	**Тема 1. Захист трансформаторів**.	8
2.	**Тема 2. Захист генераторів**.	36
3.	**Тема 3. Захист двигунів.**	53
4.	**Тема 4**. **Захист шин.**	56
5.	**Тема 5. Захист батарей статичних конденсаторів**	62
6.	**Тема 6**. **Автоматика мереж.**	67
	Список використаних джерел.	81

ВСТУП

Метою освітнього компонента «Релейний захист» являється надання майбутнім фахівцям з електроенергетики, електротехніки та електромеханіки системи професійних знань і умінь з питань осиних вимог до систем релейного захисту та автоматики; класифікації, будови, конструкції різних типів реле та засобів автоматики; аварійних режимів роботи систем електропостачання та їх елементів; основних методів розрахунку параметрів і режимів систем електропостачання, різних видів релейного захисту та автоматики систем електропостачання об'єктів АПК; формування у майбутніх фахівців навичок обґрунтування, вибору, розрахунку параметрів елементів систем релейного захисту та автоматики та аналізу режимів роботи систем електропостачання.

Основними завданнями вивчення освітнього компоненту «Релейний захист» є набуті знання, які дозволять майбутнім інженерам самостійно й творчо вирішувати задачі проєктування, функціонування та експлуатації систем релейного захисту та автоматизації енергосистем у будь-яких галузях промисловості, комунального та сільського господарства, промислових районів, населених пунктів, оволодіти теоретичною базою та практичними вміннями для побудови систем релейного захисту об'єктів електроенергетики.

В процесі вивчення освітнього компоненту здобувачі освітньої програми «Електроенергетика, електромеханіка та електромеханіка» набудуть наступні програмні результати навчання:

- знати і розуміти принципи роботи електричних систем та мереж, силового обладнання електричних станцій та підстанцій, пристроїв захисного заземлення та грозозахисту та уміти використовувати їх для вирішення практичних проблем у професійній діяльності;

- знати і розуміти теоретичні основи метрології та електричних вимірювань, принципи роботи пристроїв автоматичного керування, релейного захисту та автоматики, мати навички здійснення відповідних

вимірювань і використання зазначених пристроїв для вирішення професійних завдань;

- розв’язувати складні спеціалізовані задачі з проектування і технічного обслуговування електромеханічних систем, електроустаткування електричних станцій, підстанцій, систем та мереж.

Тема 1. ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРІВ І АВТОТРАНСФОРМАТОРІВ

План

1.1. Захист трансформаторів та автотрансформаторів від надструмів зовнішніх к.з.

1.2. Захист трансформаторів та автотрансформаторів від перевантажень.

1.3. Цифрові захисти трансформаторів та автотрансформаторів

1.1. Захист трансформаторів та автотрансформаторів від надструмів зовнішніх к.з.

Захисти трансформаторів (автотрансформаторів) від надструмів зовнішніх к.з. – резервні захисти, що виконують функції як дальнього резервування (діють за пошкоджнь на суміжних елементах: збірних шинах та на приєднаннях до них), так і функції ближнього резервування (діють за пошкоджень у самому трансформаторі, якщо відмовляють основні захисти).

Для селективної роботи за коротких замикань на суміжних елементах, захист від надструмів зовнішніх к.з. повинен мати витримку часу. Тому цей захист не може бути швидкодійним.

Цей захист виконують як:

– максимальний струмовий;

– максимальний струмовий з блокуванням за напругою;

– струмовий оберненої послідовності;

– струмовий нульової послідовності;

– дистанційний.

Намагаються застосовувати найпростіші захисти. Коли захист не чутливий, застосовують складніші. Проте, знаючи потужність та особливості режимів роботи трансформатора в енергосистемі, а також діапазон регулювання пристрою РПН, з достатньою ймовірністю можна визначити, який захист від надструмів зовнішніх к.з. потрібно застосувати для певного трансформатора чи автотрансформатора.

Для понижувальних трансформаторів, зазвичай, встановлюють максимальний струмовий захист, якщо за к.з. на шинах (точка К1 на рис. 1.1, а), чи на суміжному елементі (точка К2), через обмотку трансформатора протікатиме значний струм.

Для трьохобмоткових трансформаторів, з метою селективного вимикання зовнішнього к.з., захист від надструмів зовнішніх к.з. встановлюють на всіх сторонах напруги трансформатора (рис. 1.1, б).

За одностороннього живлення, наприклад, зі сторони вищої напруги, і зовнішнього к.з. на приєднаннях середньої напруги, повинен працювати МСЗ сторони середньої напруги та з витримкою часу діяти на вимикання вимикача 2 Q .

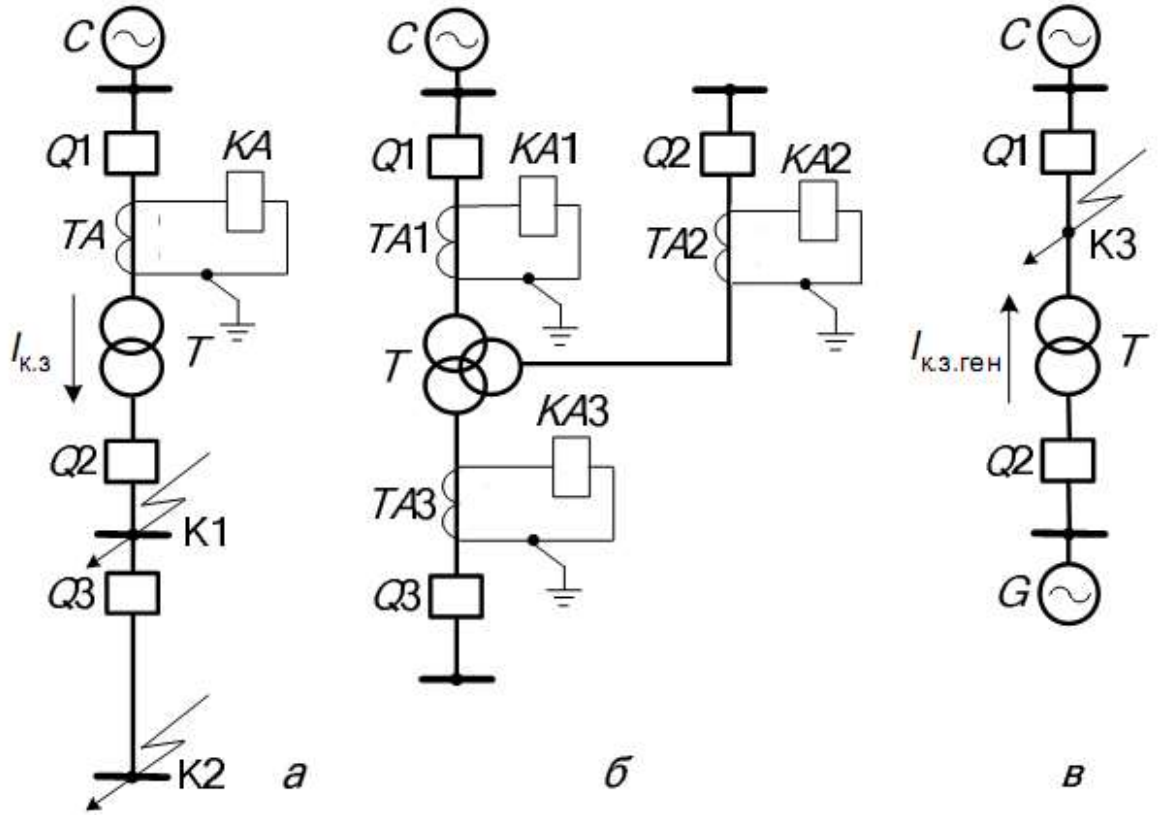

Рисунок 1.1. - Під’єднання вимірних органів захисту від надструмів зовнішніх к.з. двохобмоткового та трьохобмоткового трансформаторів

За зовнішнього к.з. на приєднаннях низької напруги трансформатора повинен працювати МСЗ цієї сторони напруги і діяти на вимикання вимикача

3 Q . На стороні високої напруги встановлюють додатково третій комплект, що резервує роботу максимальних струмових захистів, встановлених на сторонах середньої та низької напруг, а також резервує роботу вимикачів за їх відмови. Тому час спрацювання МСЗ, встановленого зі сторони високої напруги, вибирають на ступінь селективності більшим від часу спрацювання МСЗ, встановлених на приєднаннях низької та середньої напруг (відводять від більшого з двох значень).

Для підвищувальних трансформаторів електростанцій умови забезпечення чутливості захистів від надструмів зовнішніх к.з. є значно гіршими. За зовнішніх к.з. (точка КЗ на рис. 1.1, в) через трансформатор Т протікає струм к.з.ген I від генератора G, потужність якого співрозмірна з потужністю трансформатора. Тому для таких трансформаторів максимальний струмовий захист, зазвичай, нечутливий. У такому разі застосовують складніші захисти: максимальний струмовий захист з блокуванням за напругою, захист, що реагує на струм оберненої послідовності або дистанційний захист.

Для забезпечення селективної роботи резервних захистів трьохобмоткових трансформаторів з дво- або тристороннім живленням необхідно ускладнювати захисти. Якщо за короткого замикання в точці К1 (рис. 1.2) спочатку з витримкою часу 1 t повинен працювати МСЗ сторони високої напруги і діяти на вимикання вимикача 1 Q , а МСЗ сторони середньої напруги повинен з витримкою часу 2 t резервувати його дію, то часи спрацювання цих захистів повинні задовольняти умову:

Ці дві умови суперечать одна одній, тому забезпечити їх неможливо. Подібно можна показати, що МСЗ сторони низької напруги також працюватиме неселективно. Тому в такому разі для забезпечення селективності необхідно застосовувати спрямовані захисти.

Але на практиці для таких випадків застосування спрямованих захистів обмежене. Це пояснюється тим, що на підстанціях встановлюють захист шин, а також пристрої автоматики: пристрої резервування відмови вимикачів;

автоматичне повторне увімкнення; автоматичне увімкнення резервного живлення. Тому ймовірність вимикання трансформаторів сучасних підстанцій максимальним струмовим захистом від надструмів зовнішніх к.з. є невеликою. Для трансформаторів сучасних підстанцій використовують прості неселективні максимальні струмові захисти від надструмів зовнішніх к.з. з виправленням неселективної їх дії пристроями автоматики.

Крім того, згідно з ПУЕ, для трьохобмоткових трансформаторів допускають не встановлювати МСЗ від надструмів зовнішніх к.з. на одній із сторін напруги трансформатора. Тоді МСЗ від надструмів зовнішніх к.з., встановлений на стороні основного живлення виконують з двома витримками часу. З меншою витримкою часу захист діє на вимикання вимикача тієї сторони напруги трансформатора, де захист не встановлено, а з більшою витримкою часу – на вимикання вимикача тієї сторони, де цей захист встановлено.

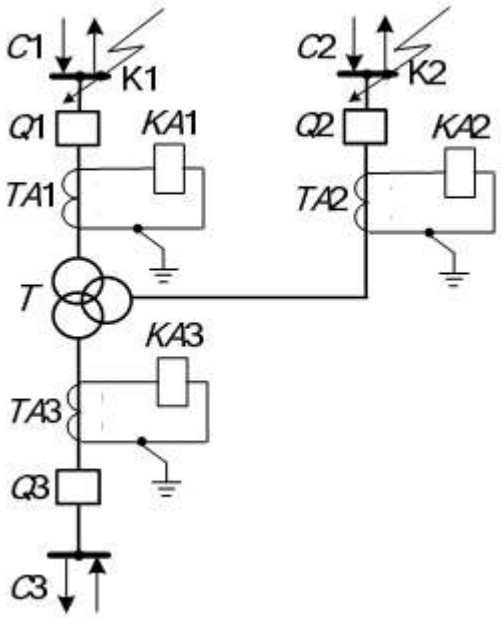

Рисунок 1.2. - Максимальний струмовий захист від надструмів зовнішніх к.з. трьохобмоткового трансформатора з тристороннім живленням

Максимальний струмовий захист

Струм спрацювання МСЗ від надструмів зовнішніх к.з. вибирають з двох умов:

– відведення від найбільшого струму навантаження;

– узгодження з захистами суміжних елементів.

Максимальний струм навантаження трансформатора визначають, зазвичай, за таких режимів:

– вимкнення трансформатора 2 Т , який працює паралельно, коли секційний вимикач 5 Q ввімкнений (рис. 1.3).

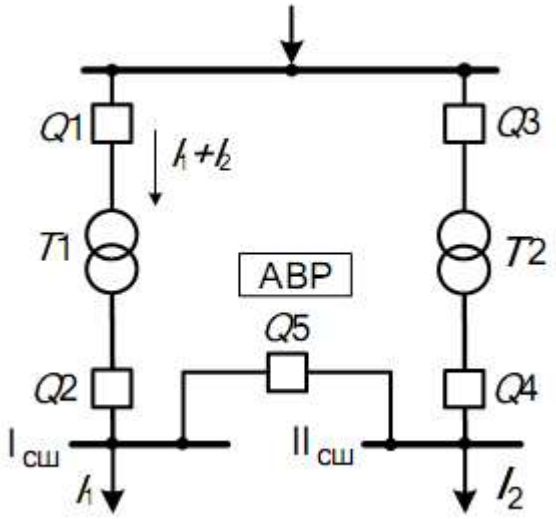

Рисунок 1.3. - До розрахунку максимального робочого струму трансформатора

За безструмової паузи двигуни, що живились від II с.ш., частково загальмувались і після відновлення живлення вони самозапускаються. Внаслідок цього сумарний струм через трансформатор істотно зростає. За режиму самозапуску понижується напруга і на першій секції шин I с.ш. Тому двигуни, що живляться від цієї секції, споживають більший струм – сумарний струм трансформатора 1 Т ще більше зростає. Це нормальний режим роботи трансформатора і захист не повинен у такому разі спрацьовувати. Максимальний струм самозапуску двигунів можна визначити як струм трифазного к.з. за реактивним опором загальмованого навантаження (рис. 1.4).

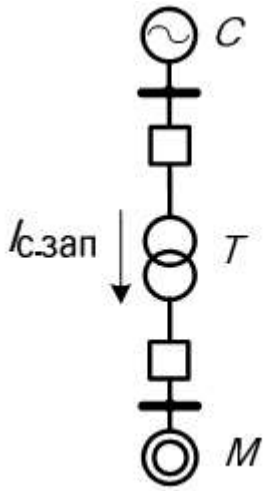

Рисунок 1.4. - Схема розрахунку струму самозапуску асинхронного навантаження

Мінімальний реактивний опір трансформатора визначають за виразом

$$x_{\text{Т.мін}} = \frac{U_{\text{к.мін}} \cdot (U_{\text{сер}} \cdot (1 - \Delta U_*))^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}},$$

де $U_{\text{к.мін}}(\%)$ – напруга к.з. трансформатора, що відповідає мінімальному положенню пристроїв РПН чи ПБЗ трансформатора.

Струм спрацювання захисту визначають з умови повернення захисту в початковий стан після вимкнення зовнішнього к.з., враховуючи коефіцієнт повернення вимірного органа захисту

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

де $k_{\text{від}} = 1,2$ – коефіцієнт відведення, що враховує неточність розрахунку, необхідний запас; коефіцієнт повернення вимірного органа захисту $k_{\text{пов}} = 0,8$ для реле РТ-40, $k_{\text{пов}} \geq 0,95$ для цифрових реле.

Струм самозапуску можна також розрахувати через коефіцієнт самозапуску, що враховує збільшення струму за рахунок самозапуску двигунів

$$k_{\text{с.зап}} = \frac{I_{\text{с.зап.}}}{I_{\text{роб.макс}}},$$

Враховуючи вищенаведені формули записують як

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

$$k_{\text{с.зап}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{\text{с.макс}} + x_{\text{Т.мін}} + x_{\text{нав}}) \cdot 1,05 \cdot I_{\text{Т.ном}}}.$$

Іншою умовою вибору струму спрацювання МСЗ від надструмів зовнішніх к.з. є узгодження його з захистами суміжних елементів – елементів, віддаленіших від джерела живлення

$$I_{\text{с.з}}^{\text{III}} = k_{\text{від}} \cdot (I_{\text{с.з.}(n\text{-}1)}^{\text{III}} + I_{\text{нав}}),$$

де $k_{\text{від}} = 1,2$ – коефіцієнт відведення;

$I_{\text{с.з.}(n\text{-}1)}^{\text{III}}$ – найбільший із струмів спрацювання МСЗ суміжних елементів, наприклад, захисту A(N-1) (рис. 1.5);

$I_{\text{нав}}$ – сумарний струм навантаження решти елементів, що живляться від трансформатора.

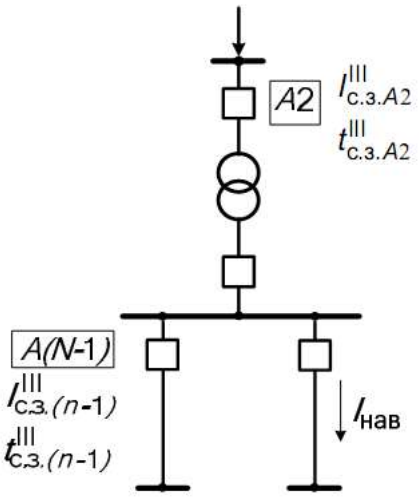

Рисунок 1.5. - Узгодження МСЗ трансформатора із захистами суміжних елементів

Час спрацювання МСЗ від надструмів зовнішніх к.з. узгоджують з часом спрацювання МСЗ суміжних елементів

$$t_{\text{с.з}}^{\text{III}} = t_{\text{с.з.}(n\text{-}1)}^{\text{III}} + \Delta t,$$

Коефіцієнт чутливості МСЗ від надструмів зовнішніх к.з. перевіряють за режимів к.з. у кінці суміжного елемента (дальнє резервування) та к.з. на шинах сторони навантаження трансформатора (ближнє резервування)

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

де $I_{\text{р.мін}}^{(2)}$ – мінімальний струм у вимірному органі захисту за двофазного к.з.; $I_{\text{с.р}}^{\text{III}}$ – струм спрацювання вимірного органа МСЗ від надструмів зовнішніх к.з. Ці струми визначають з врахуванням схем з'єднань трансформаторів струму та реле, а також коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму

$$I_{\text{с.р}}^{\text{III}} = \frac{k_{\text{сх}}^{(3)} \cdot I_{\text{с.з}}^{\text{III}}}{k_{TA}};$$

$$I_{\text{р.мін}}^{(2)} = \frac{k_{\text{сх}}^{(3)} \cdot I_{\text{к.з.мін}}^{(2)}}{k_{TA}^{\text{I}}},$$

За коротких замикань у мережі трансформатор струму може мати похибку, що перевищує допустиму і тоді реальний коефіцієнт трансформації відрізнятиметься від паспортного. Коефіцієнт чутливості розраховують за первинними струмами, коли за коротких замикань трансформатори струму мають регламентовану похибку.

Нормативні значення коефіцієнтів чутливості за коротких замикань:

– у кінці суміжного приєднання

– на шинах сторони навантаження трансформатора

Максимальний струмовий захист з блокуванням за напругою. Якщо максимальний струмовий захист за розрахункових зовнішніх к.з. є нечутливий, то застосовують МСЗ з блокуванням за напругою.

Цей захист має два вимірні органи: максимальний струмовий та мінімальний за напругою. Максимальний струмовий орган під'єднують

аналогічно до вимірного струмового органа максимального струмового захисту від надструмів зовнішніх к.з. (рис. 1.1, 1.2).

Пусковий орган напруги можна виконати з застосуванням трьох реле мінімальної напруги, увімкнених на три міжфазні напруги (рис. 1.6, б). Але така схема має низьку чутливість. Тому її застосування на практиці обмежене.

Вищу чутливість має схема з комбінованим органом напруги. У комбінованому органі напруги (рис. 1.6, а) використовують фільтр-реле напруги оберненої послідовності 2 KV та реле мінімальної напруги KV . За нормального режиму реле мінімальної напруги KV перебуває в збудженому стані і його контакти KV в колі оперативного струму (рис. 1.6, в) розімкнені.

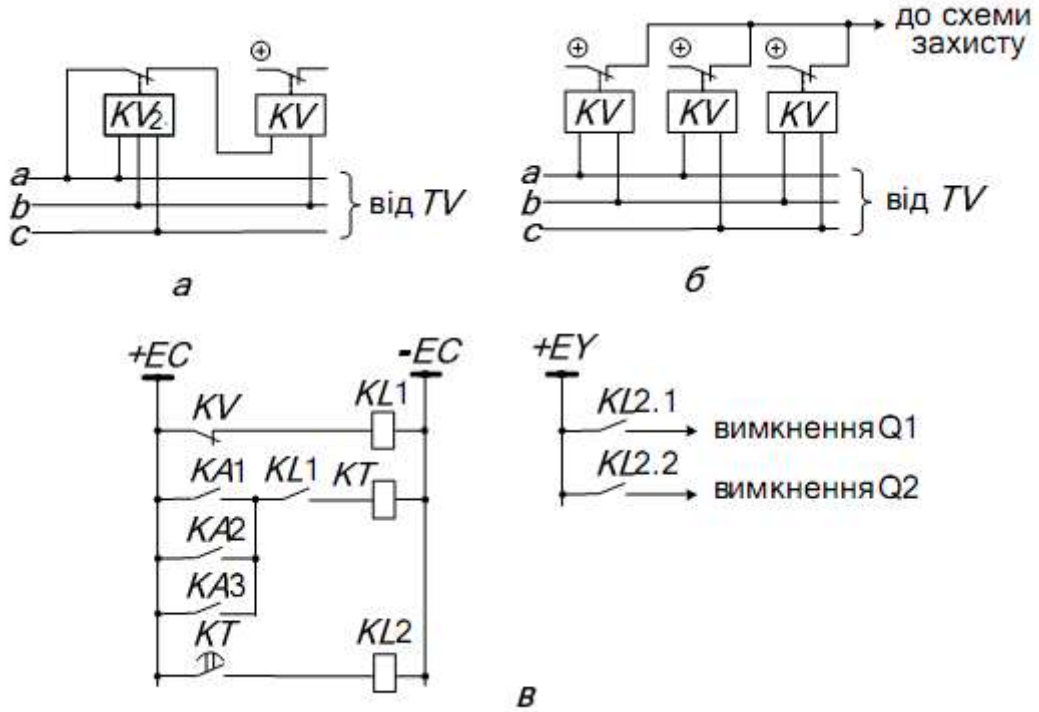

Рисунок 1.6. - Схема МСЗ з блокуванням за напругою:

а, б – кола вимірних органів напруги; в – кола оперативного струму

Фільтр-реле напруги оберненої послідовності 2 KV спрацьовує за несиметрії напруг, що виникають за несиметричних к.з. Розмикаючим контактом реле 2 KV знімає напругу живлення з обмотки реле мінімальної напруги KV, під’єднаного до однієї з міжфазних напруг. За відсутності

напруги живлення реле KV замикає свої контакти в колах оперативного струму (рис. 1.6, в). За симетричного к.з., за рахунок пониження напруги в мережі, також замкнуться контакти реле KV в колах оперативного струму. За замкнутих контактів KV спрацює проміжне реле 1 KL, замикаючи свої контакти в колі живлення обмотки реле часу KT. Потім захист працює аналогічно МСЗ без блокування за напругою.

Напругу спрацювання фільтр-реле напруги оберненої послідовності, наприклад, реле РНФ-1М вибирають з умови відведення від напруги небалансу фільтра напруги оберненої послідовності за режиму симетричного навантаження

$$U_{\text{с.р.2}} = 0,06 \cdot U_{\text{ном}}$$

де $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга на вторинній обмотці трансформатора напруги, що підводиться до фільтр-реле напруги оберненої послідовності. Зазвичай, $U_{\text{ном}} = 100$ В.

Тому пусковий орган напруги, виконаний за схемою рис. 1.6, б, є менш чутливим, ніж комбінований пусковий орган, виконаний за схемою рис. 1.6, а.

Струмовий захист оберненої послідовності. Струмовий захист оберненої послідовності застосовують для автотрансформаторів тоді, коли МСЗ з блокуванням за напругою не чутливий. Захист виконують неспрямованим або спрямованим. Його встановлюють зі сторони високої напруги автотрансформатора. Цей захист реагує на струми оберненої послідовності, що виникають за несиметричних к.з. як на суміжному елементі, так і в автотрансформаторі. Вимірний орган захисту – фільтр-реле струму оберненої послідовності.

Струм спрацювання вимірного органа вибирають з умов:

– відведення від струму небалансу фільтру струму оберненої послідовності за максимального навантаження автотрансформатора;

– узгодження за чутливістю із захистами приєднань, що живляться від даного автотрансформатора.

Узгоджують цей захист з такими захистами:

– нульової послідовності в мережах з ефективно заземленою нейтраллю;

– від міжфазних к.з. (дистанційним або МСЗ в мережі з ізольованою нейтраллю);

– оберненої послідовності суміжних ліній, якщо такі захисти використовують для цих ліній. За наявності захисту оберненої послідовності на суміжній лінії, ця умова узгодження є визначальною.

Для узгодження з захистами нульової послідовності в мережах з ефективно заземленою нейтраллю визначають за режимів:

– замикання однієї фази на землю;

$$I_{2\text{розр}} = \frac{k_{2\text{с.розп}}}{k_{0\text{с.розп}}} \cdot \frac{I_{0\text{с.з}}}{3};$$

– замикання двох фаз на землю.

$$I_{2\text{розр}} = k_{\text{ап}} \cdot \frac{k_{2\text{с.розп}}}{k_{0\text{с.розп}}} \cdot \frac{I_{0\text{с.з}}}{3} \cdot \frac{Z_{0\Sigma}}{Z_{2\Sigma}},$$

Час спрацювання струмового захисту оберненої послідовності вибирають на ступінь селективності більшим від часу спрацювання захистів суміжних елементів, з якими узгоджували за чутливістю:

– дистанційним або МСЗ на тій стороні напруги автотрансформатора, яка живить мережу, що працює з ізольованою нейтраллю;

– із захистом нульової послідовності або із захистом оберненої послідовності.

Коефіцієнт чутливості захисту перевіряють за виразом:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{2\text{к.з.мін}}}{I_{2\text{с.з}}} \geq 1,2,$$

Дистанційний захист. На потужних автотрансформаторах (АТ) напругою 220 кВ та більше для їх захисту від надструмів зовнішніх к.з. встановлюють, переважно, дистанційні захисти.

Це пояснюють такими факторами. Зазвичай, в електричних системах з такими класами напруг на лініях електропересилання встановлюють дистанційні захисти.

Забезпечити узгодження струмових захистів АТ від надструмів зовнішніх к.з., чи струмових захистів з блокуванням мінімальною напругою з дистанційними захистами ліній дуже важко. Забезпечити чутливість струмових захистів до к.з. у кінці суміжних ЛЕП (дальнє резервування), для ліній напругою 220 кВ та вище, практично неможливо. Крім того, узгодити дистанційні захисти ліній різних класів напруг, які з'єднані через АТ також важко – можливе неселективне вимикання ліній одного класу напруги за час к.з. на суміжних лініях іншого класу напруг.

Встановлення дистанційних захистів на АТ для їх захисту від надструмів зовнішніх к.з. усуває ці недоліки.

Для того, щоб резервний дистанційний захист АТ був чутливим до к.з. у кінці резервованої лінії, його необхідно узгоджувати з третім ступенем дистанційного захисту лінії, але тоді істотно зростає час спрацювання захисту (до 5 с), що недопустимо за коротких замикань на початку резервованої лінії, коли рівень струмів к.з. є максимальним. Тому дистанційний захист АТ від надструмів зовнішніх к.з. виконують двоступеневим. Використовують серійні панелі ПЗ-5 (ПЭ2105), що мають два ступені дистанційного захисту. Як показав досвід експлуатації, доцільно два ступені захисту спрямовувати в лінію одного класу напруги. Отже, для АТ потрібно два комплекти таких захистів: один резервує дію захистів ліній середнього класу напруги АТ, другий – вищого класу напруги.

Перший ступінь виконують швидкодійним. Його узгоджують з першим ступенем дистанційного захисту лінії. Він реагує на пошкодження на початку лінії. Другий ступінь, для вищої чутливості захисту, узгоджують з третім

ступенем дистанційного захисту лінії. Він має значну витримку часу (до 5 с) і діє за короткихзамикань у кінці резервованої лінії.

Наявність двоступеневого дистанційного захисту дає змогу істотно підвищити селективність захисту за допомогою автоматичного секціювання мережі за короткого замикання на суміжній лінії, яке не вимикає її захист (рис. 1.7).

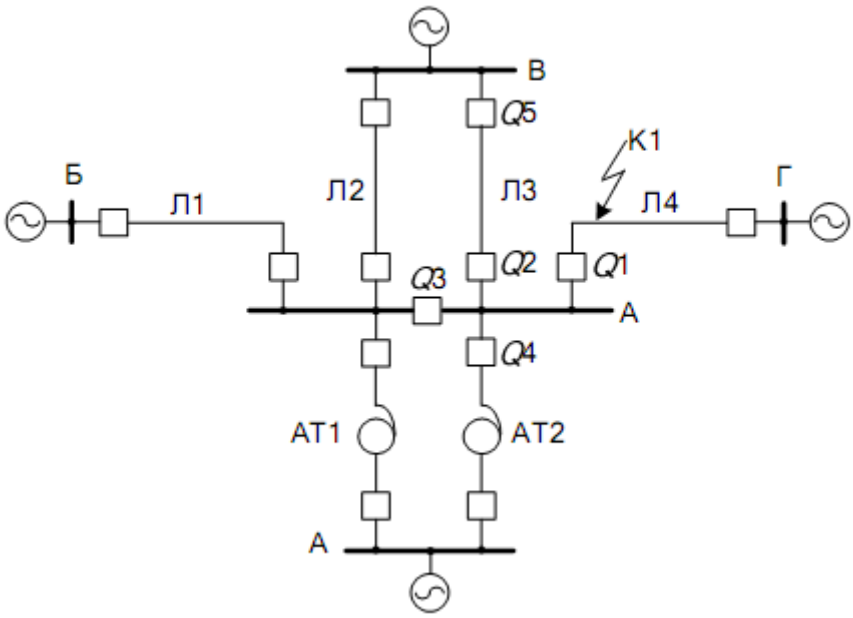

Рисунок 1.7. - Підвищення селективності захисту за допомогою автоматичного секціювання мережі

За короткого замикання на початку лінії Л4 в точці К1 та невимкненням його вимикачем 1Q діє перший ступінь резервного дистанційного захисту автотрансформатора АТ2 і з випередженням вимикає секційний вимикач 3Q , після цього вимикає вимикач 4Q на стороні вищої напруги автотрансформатора АТ2, а захист лінії Л3 вимикає вимикач 5Q. Отже, зовнішнє для АТ2 к.з. у точці К1, що не ліквідували захисти суміжної лінії Л4, ліквідує резервний захист АТ2, водночас зберігається напруга на одній секції шин вищої напруги підстанції А і транзит між підстанціями Б та В.

Характеристики вимірних органів двоступеневого дистанційного захисту АТ наведені на рис. 1.8. Два ступені дистанційного захисту спрямовані в мережу одного класу напруги.

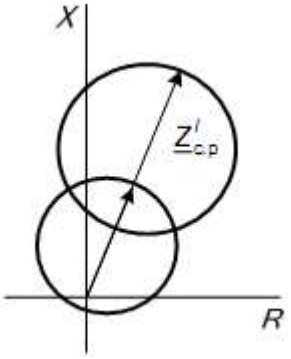

Рисунок 1.8. - Характеристики вимірних органів двоступеневого дистанційного захисту автотрансформатора

Розрахунок параметрів спрацювання дистанційного захисту зводять до визначення опорів спрацювання вимірних органів двох ступенів та їх часу спрацювання.

Вимірні органи двох ступенів дистанційних захистів – реле мінімального опору.

Перший ступінь дистанційного захисту узгоджують із захистами суміжних ліній, приєднаних до шин вищої та середньої напруги АТ.

Імпенданс спрацювання першого ступеня, за увімкнення вимірних органів захисту до трансформатора напруги, встановленого на стороні низької напруги АТ визначають, узгоджуючи з захистами ліній, приєднаних до шин:

– середньої напруги

$$Z^{I}_{с.з.СН} = \frac{Z_{АТ.СН}}{1+\beta+\delta} + \frac{1-\varepsilon}{1+\beta+\delta} \cdot \frac{Z^{I}_{с.з.ЛЕП.СН}}{k_{с.розп.СН}};$$

– високої напруги

$$Z^{I}_{с.з.ВН} = \frac{Z_{АТ.ВН}}{1+\beta+\delta} + \frac{1-\varepsilon}{1+\beta+\delta} \cdot \frac{Z^{I}_{с.з.ЛЕП.ВН}}{k_{с.розп.ВН}},$$

де $Z_{\text{АТ.СН}}, Z_{\text{АТ.ВН}}$ – мінімальні розрахункові імпенданси обмоток відповідно середньої та вищої напруги АТ, зведені до сторони своєї напруги; $Z^{1}_{\text{с.з.ЛЕП.ВН}}, Z^{1}_{\text{с.з.ЛЕП.СН}}$ – імпенданси спрацювання перших ступенів дистанційних захистів суміжних ліній відповідно вищої та середньої напруг, з якими узгоджують; $k_{\text{с.розп.СН}}, k_{\text{с.розп.ВН}}$ – коефіцієнти струморозподілу, що дорівнюють відношенню струмів у відповідних обмотках АТ до струмів у лініях, з захистами котрих узгодують; $\varepsilon = 0,1$ – похибка трансформаторів струму; $\beta = 0,05$ – похибка трансформаторів напруги; $\delta = 0,1$ – похибка неточності розрахунків.

Для дальнього резервування імпенданс спрацювання другого ступеня дистанційного захисту вибирають з умов відведення від максимальних навантажень, враховуючи й післяаварійні режими – після вимкнення зовнішніх к.з.

Імпенданси спрацювання реле визначають за імпендансів спрацювання першого та другого ступенів, враховуючи місця встановлення трансформаторів напруги та трансформаторів струму.

Коли кола струму вимірних органів захисту під’єднані до трансформаторів струму, встановлених на сторонах відповідно вищої та середньої напруг, а кола напруги – до трансформаторів напруги, встановлених на стороні низької напруги АТ, то імпенданс спрацювання реле розраховують як

$$Z_{\text{с.р.СН}} = \frac{k_{TA.\text{СН}}}{\sqrt{3} \cdot k_{TV.\text{НН}} \cdot k_{\text{АТ.СН-НН}}} \cdot Z_{\text{с.з.СН}};$$

$$Z_{\text{с.р.ВН}} = \frac{k_{TA.\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot k_{TV.\text{НН}} \cdot k_{\text{АТ.ВН-НН}}} \cdot Z_{\text{с.з.ВН}},$$

За під’єднання вимірних органів захисту до трансформаторів напруги та трансформаторів струму, встановлених на своїх сторонах відповідно середньої та високої напруг.

Витримку часу спрацювання першого ступеня дистанційного захисту АТ узгоджують з першим ступенем дистанційного захисту лінії того класу напруги, куди спрямований дистанційний захист АТ.

Витримку часу другого ступеня дистанційного захисту АТ вибирають на ступінь селективності більшою від часу спрацювання третіх ступенів

дистанційних захистів ліній того класу напруг, куди спрямовано захист автотрансформатора.

Розрахунковим для першого ступеня дистанційного захисту є к.з. у кінці зони, яку охоплює перший ступінь. Розрахунковим для другого ступеня є к.з. у кінці зони резервування (кінець лінії, з якою узгоджують). Для першого ступеня коефіцієнт чутливості повинен бути більшим від 1.3, для другого ступеня – більшим від 1,1.

1.8. Захист трансформаторів та автотрансформаторів від перевантажень.

Як відомо, час роботи перевантаженого трансформатора обернено пропорційний кратності струму перевантаження. Тому захист від перевантажень теж повинен мати обернено залежну витримку часу, яка близька до теплової характеристики перевантаження трансформатора. Захисти з такою характеристикою застосовують багато фірм. Проте, згідно з ПУЕ, в Україні захисти такого типу на трансформаторах не передбачають. Застосовують захисти з незалежною витримкою часу з дією на сигнал, розвантаження трансформатора або вимикання його від мережі. Однією з проблем виконання захистів від перевантажень із залежною від кратності перевантаження характеристикою часу спрацювання були труднощі з виконання логічного органа захисту, в якому використовували електромеханічні реле. Необхідно було забезпечити потрібну точність роботи реле часу в діапазоні від кількох секунд до кількох годин, що досягти на електромеханічних реле практично неможливо. Іншою проблемою є встановлення надавачів температури в різних місцях бака трансформатора, що істотно ускладнює його конструкцію. Застосування цифрових захистів ефективно вирішує проблему точності їх роботи в широкому діапазоні часу. Тому для захисту трансформаторів (автотрансформаторів) від перевантажень в Україні можливе вже в найближчому майбутньому використання захистів із залежною витримкою часу з використанням цифрової техніки.

Зазвичай, перевантаження трансформатора є симетричним. Тому вимірний орган захисту від перевантажень – реле максимального струму – вмикають на струм однієї фази. Хоча в сучасних зарубіжних цифрових захистах вимірні органи захисту від перевантажень вмикають на струми всіх фаз.

Для двохобмоткових та трьохобмоткових трансформаторів (для останніх з однаковою потужністю обмоток) з одностороннім живленням застосовують один комплект захисту, встановлений зі сторони живлення (рис. 1.9, а).

Для трьохбмоткових трансформаторів з дво – або тристороннім живленням, для забезпечення захисту кожної з обмоток, захист від перевантажень встановлюють з кожної сторони. Усі вимірні органи захисту діють на одне реле часу (рис. 1.9, б).

На понижувальних АТ, що отримують живлення лише зі сторони вищої напруги (рис. 1.9), захист від перевантаження встановлюють як зі сторони вищої напруги, так і зі сторони низької напруги, оскільки обмотка низької напруги завжди має меншу потужність.

Коли в АТ можливе пересилання потужності зі сторони середньої напруги на сторону вищої та низької напруг або зі сторони вищої напруги, може перевантажуватись спільна частина обмотки АТ. Це може бути навіть тоді, коли струми сторін вищої та низької напруг є меншими від номінальних. Тому, в такому разі, захист від перевантажень необхідно встановлювати як на сторонах вищої (КА1) та низької (КА3) напруг, так і в спільній частині обмотки (КА2). Тоді на стороні середньої напруги встановлювати захист від перевантажень не обов’язково (рис. 1.10, б).

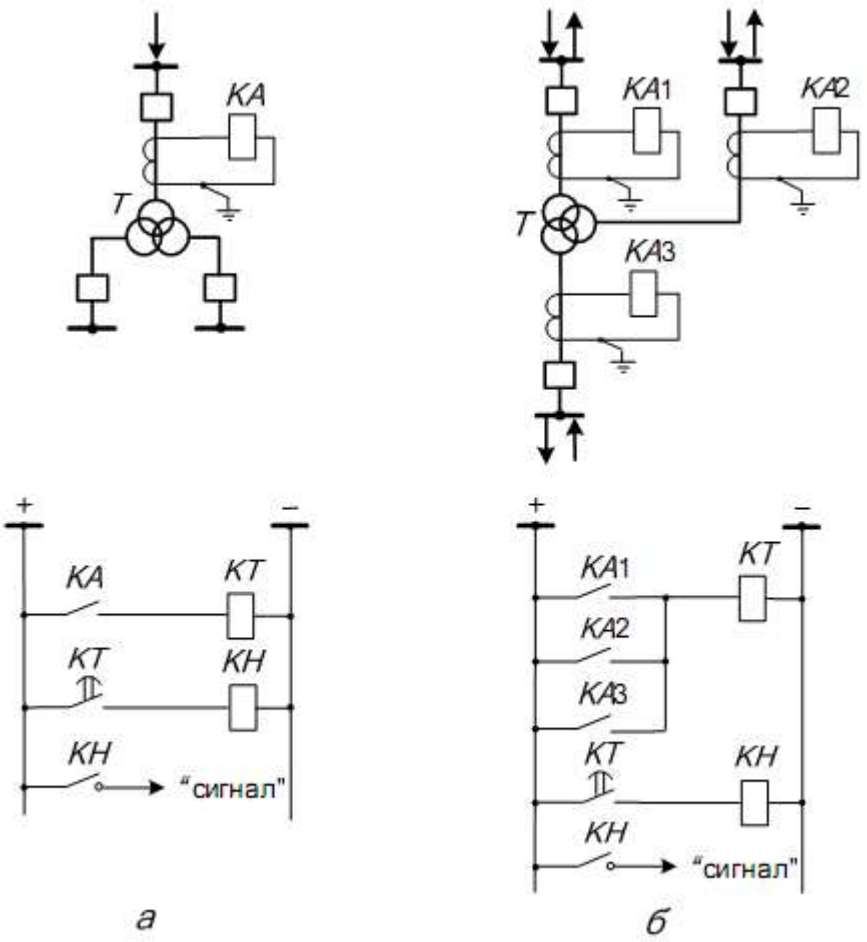

Рисунок 1.9. - Струмовий захист трансформаторів від перевантажень:

а – з одностороннім живленням;

б – з дво- або тристороннім живленням

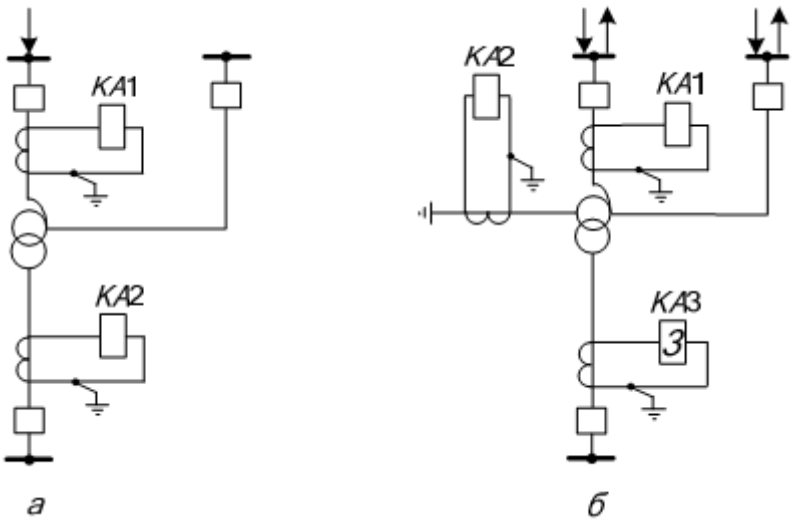

Рисунок 1.10. - Струмові захисти автотрансформаторів від перевантажень:

а – з одностороннім живленням; б – з двостороннім живленням

Час спрацювання захисту від перевантажень вибирають з умови відведення за короткочасних перевантажень, спричинених зовнішніми к.з., запусками потужних двигунів та роботою пристроїв автоматики. Враховуючи це, приймають, що витримка часу захисту від перевантажень становить 9 с.

На підстанціях без чергового персоналу можливе виконання триступеневого захисту від перевантажень. Перший ступінь із витримкою часу 9 с діє на сигнал, що пересилається на диспетчерський пункт по каналах телемеханіки. Другий ступінь із витримкою часу, що залежить від кратності перевантаження, вимикає частину невідповідальних споживачів третьої категорії, що живляться від даного трансформатора. Третій ступінь з дещо більшою від другого ступеня витримкою часу вимикає трансформатор від мережі.

1.9. Цифрові захисти трансформаторів та автотрансформаторів

Сучасні цифрові захисти трансформаторів виконують як багатофункційні комплекси. Тобто один пристрій може виконувати функції диференційного захисту, захисту від надструмів зовнішніх к.з., захисту від перевантажень, захисту від коротких замикань на землю, виконувати функції вимірювання, реєстрації параметрів аварійних режимів, деякі функції автоматики, керування тощо. До того ж основні характеристики цифрових захистів та автоматики мають істотно кращі показники, ніж захисти, реалізовані з використанням електромеханічних чи напівпровідникових елементів.

Для прикладу нижче розглянуто цифровий пристрій фірми ALSTOM R3IPM, призначений для захисту трьохбмоткового силового трансформатора (автотрансформатора).

Схема під’єднання цього пристрою до вторинних кіл трансформаторів струму трьохобмоткового трансформатора наведена на рис. 1.11. На цьому

рисунку використано умовні та позиційні позначення, прийняті згідно з класифікацією ANSI з РЗА.

Пристрій виконує такі функції:

– трифазний диференційний захист трансформатора;

– двоступеневий трифазний захист від перевантажень;

– трифазний максимальний струмовий захист від надструмів зовнішніх к.з.;

– захист від замикань на землю;

– резервування відмови вимикача;

– вимірювання лінійних струмів з усіх сторін трансформатора;

– вимірювання та запам’ятовування координат режиму та параметрів спрацювання захистів під час аварій у мережі: струмів замикання на землю, максимальних значень струмів к.з., значень струмів у струмових колах диференційного захисту;

– діагностування резерву вимикачів – вимірювання та запам’ятовування рівня зношення полюсів вимикача;

– реєстрування струмів к.з.;

– реєстрування логічних сигналів захистів, зокрема реєстрування спрацювання окремих ступенів захисту;

– реєстрування логічних сигналів від зовнішніх пристроїв;

– керування зовнішніми пристроями;

– пересилання інформації на вищі рівні керування через комп'ютерну мережу.

Для зв’язку із зовнішніми пристроями захист має 7 входів (на рис. 1.11“вхід1” + “вхід7”), функції п’яти з яких призначають довільно. Це може бути керування даного пристрою іншими пристроями, блокування його роботи, перемикання груп уставок захистів тощо.

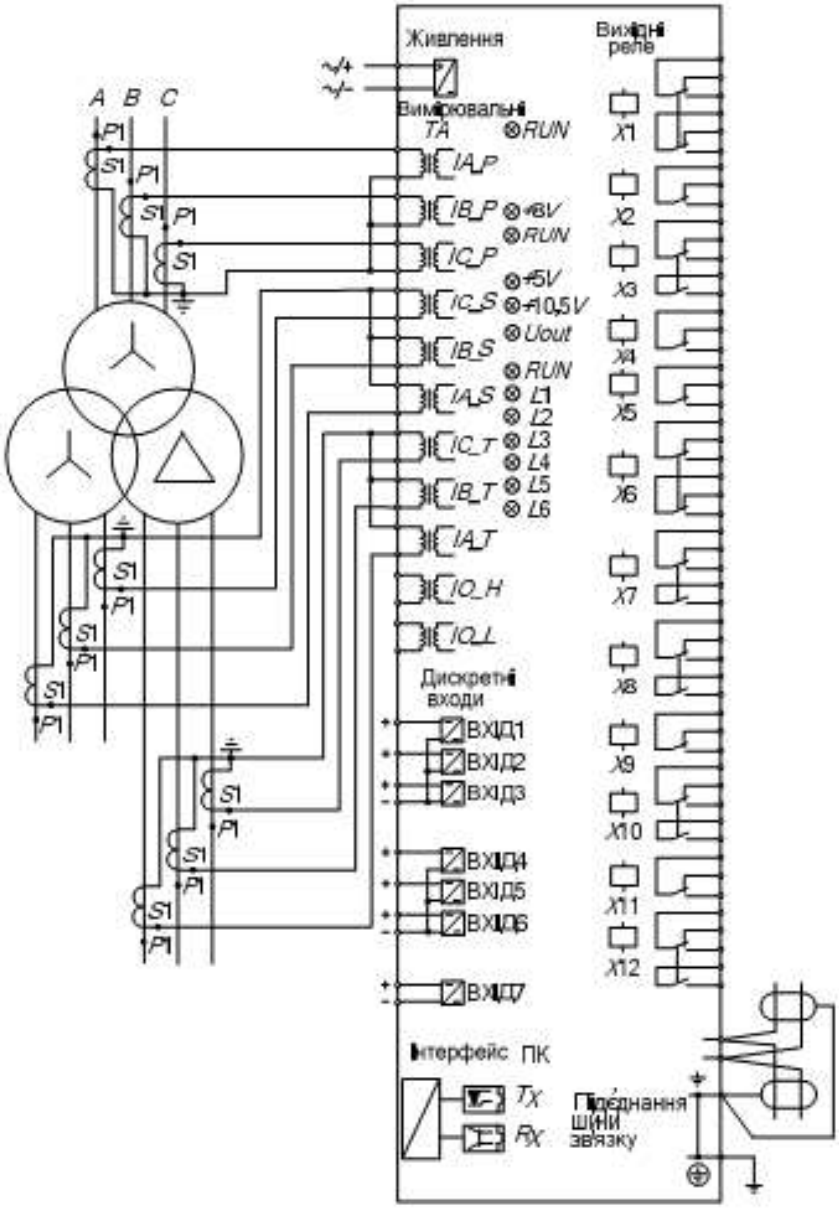

Рисунок 1.11. - Схема під’єднання цифрового пристрою R3IPT до вторинних кіл трансформаторів струму трьохобмоткового трансформатора

На лицьовій панелі пристрою розміщено 13 світлодіодів, функції 6 із них задають довільно, за допомогою решти контролюють параметри пристрою, наприклад, наявність напруги живлення, увімкнений стан пристрою, несправність тощо.

Для керування пристроєм на лицьовій панелі розміщена клавіатура, а для контролю за параметрами спрацювання пристрою (уставками, константами тощо) на передній панелі розміщено рідкокристалічний дисплей.

Керувати пристроєм, його налагоджувати можна на персональному комп'ютером, який під’єднують до послідовного порту на лицьовій панелі пристрою, або через інтерфейс локальної мережі.

Схема під’єднання та розрахунок параметрів спрацювання цифрового пристрою має деякі особливості.

Вторинні обмотки трансформаторів струму зі всіх сторін силового трансформатора з’єднують у зірку, незважаючи на схеми з’єднання обмоток силового трансформатора. Це дає можливість розвантажити ті трансформатори струму, які для організації традиційного диференційного захисту з’єднували в трикутник. Коригування фазового зсуву, зумовленого різними групами з’єднання обмоток трансформатора, а також відведення диференційного захисту від хибної роботи за зовнішніх однофазних к.з. реалізують на цифровому рівні алгоритмічно.

Для цього у вихідній інформації задають вид та групи з’єднань обмоток силового трансформатора. У пристрої передбачена можливість задавати полярність обмоток трансформаторів струму. Вимірювати струми від трансформаторів струму можна без зміни знака, або знак може інвертуватись. Тобто на цифровому рівні можна здійснювати зміну полярності обмоток трансформатора струму, не змінюючи фізичного їх під’єднання у вторинних колах трансформаторів струму.

У R31RT уставки задають у відносних одиницях. Тому уставки спрацювання, розраховані за первинним струмом для кожної сторони силового трансформатора, необхідно звести до відносних величин. Для цього ці уставки, в амперах необхідно розділити на первинний номінальний струм трансформатора струму тієї сторони, де цей захист встановлюють. Діапазон уставок у цифровому пристрої R3IPT становить 0,1 5 відносних одиниць.

Для роботи цифрового пристрою необхідно ввести низку констант. Їх можна вводити з клавіатури, розміщеній на лицьовій панелі або з комп'ютера через спеціальний інтерфейс (на рис. 1.11 “Інтерфейс ПК”). До цієї інформації належать:

– номінальна частота системи (50 Гц, 60 Гц);

– номінальні струми силового трансформатора для всіх сторін;

– номінальна потужність кожної сторони силового трансформатора;

– номінальні первинні та вторинні струми всіх трансформаторів струму, як фазних, так і трансформатора струму нульової послідовності;

– базові струми для кожної сторони силового трансформатора, які визначають як відношення номінального струму силового трансформатора до номінального первинного струму трансформатора струму відповідної сторони.

Розрахунок параметрів спрацювання окремих захистів, виконаних на цифровому пристрої R3IPT має деякі особливості порівняно з розрахунком параметрів спрацювання захистів, реалізованих з використанням електромеханічних та напівпровідникових елементів, що були розглянуті у попередніх розділах. Нижче розглянуто розрахунок параметрів спрацювання основних захистів, виконаних із використанням пристрою R3IPT для трьохобмоткового трансформатора, що живиться зі сторони вищої напруги. У формулах розрахунку використано деякі умовні позначення, що прийняті за кордоном.

Диференційний захист трансформатора. Для розрахунку диференційного захисту розраховують його характеристику гальмування, наведену на рис. 1.12. Ця характеристика подібна до характеристики гальмування реле серії ДЗТ-20.

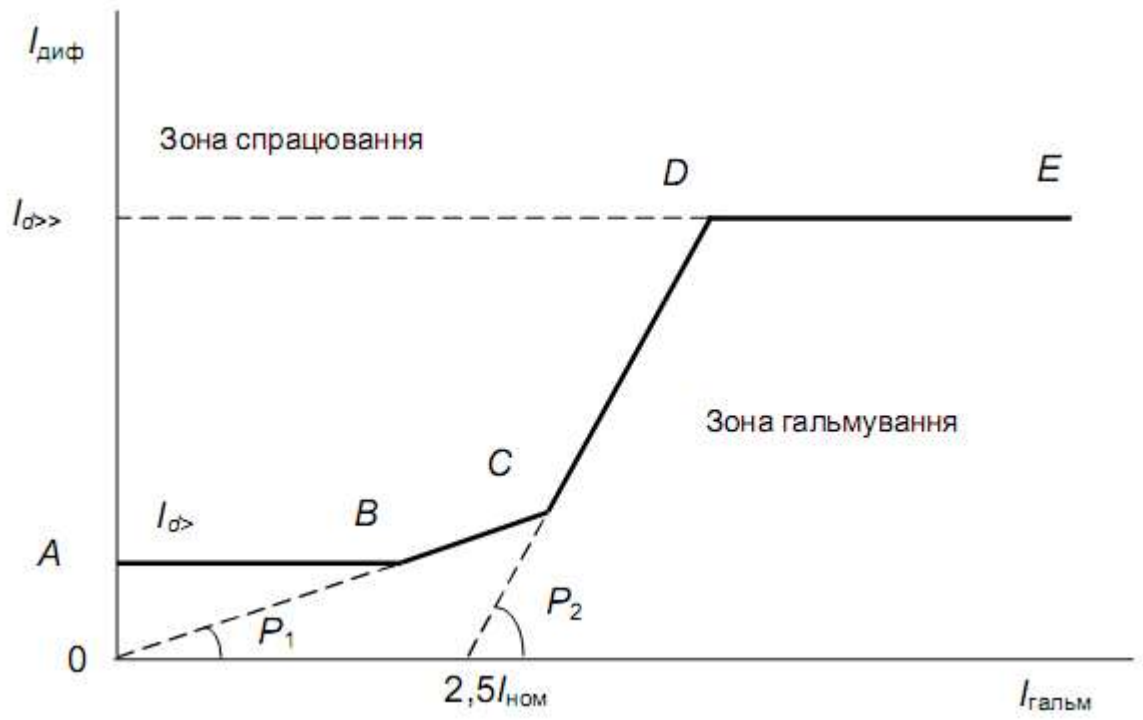

Рисунок 1.12. - Характеристика гальмування диференційного захисту трансформатора

Крім розрахунку характеристики гальмування диференційного захисту, необхідно вибрати уставку блокування роботи захисту струмом другої гармоніки. Це необхідно для блокування роботи захисту за увімкнення ненавантаженого трансформатора до джерела живлення. Саме за цього режиму рівень другої гармоніки струму вмикання є найвищим. Цю уставку можна задавати в межах 10 20% □ . Оскільки відсутня методика розрахунку цієї уставки, рекомендують виставляти заводську уставку 12%.

У пристрої також передбачена можливість блокування роботи захисту від струму пятої гармоніки. Оскільки на трансформаторах енергосистем України таке блокування не потрібне, його не розраховують і в захисті цю функцію не використовують.

Перевірка чутливості диференційного захисту Зазвичай, диференційний захист забезпечує необхідну чутливість і перевіряти її нема потреби. Проте, за необхідності, чутливість диференційного захисту перевіряють так.

Коефіцієнт чутливості першого ступеня визначають як

$$k_{ч} = \frac{I^{(2)}_{к.з.мін} / k_{TA}}{I_{d>}} \geq 2,$$

де $I^{(2)}_{к.з.мін}$ – мінімальний струм, що протікає через обмотку живлення (вищої напруги) трансформатора за режиму двофазного к.з. на сторонах середньої або низької напруги (вибирають менше значення); $I_{d>}$ – уставка спрацювання першого ступеня диференційного захисту, розрахованого за (8.88); k_{TA} – коефіцієнт трансформації трансформатора струму, встановленого на стороні живлення (вищої напруги) трансформатора.

Максимальний струмовий захист від надструмів зовнішніх к.з. У пристрої передбачена можливість застосування трьох ступенів максимального струмового захисту на трьох сторонах трансформатора. Перший ступінь може мати як залежну, так і незалежну характеристики витримки часу. Для трансформаторів, які експлуатують в енергосистемах України, достатньо використовувати лише перший ступінь із незалежною витримкою часу.

Вибирають струм спрацювання аналогічно до максимальних струмових захистів трансформаторів, які розглянуті у розділі 8.7. "Захист трансформаторів та автотрансформаторів від надструмів зовнішніх к.з.", тобто струм спрацювання захисту вибирають за умов:

– відведення від максимального струму навантаження після вимкнення зовнішнього к.з., з врахуванням самозапуску двигунів;

– узгодження із захистами суміжних елементів.

У розрахунку уставок спрацювання необхідно враховувати, що коефіцієнти повернення цифрових захистів є істотно вищими, ніж для захистів із застосуванням електромеханічних реле.

Узгоджують за часом максимального струмового захисту із захистами суміжних елементів за ступеневим принципом. Час спрацювання МСЗ трансформатора вибирають на ступінь селективності більшим від часу спрацювання МСЗ наступних, віддаленіших від джерела живлення, суміжних

елементів. Ступінь селективності t для цифрових захистів є меншим, ніж для захистів із застосуванням електромеханічних реле.

Ступінь селективності визначають за виразом

$$\Delta t = t_{\text{вимк.в}} + t_{\text{пох.1}} + t_{\text{пох.2}} + t_{\text{пов}} + t_{\text{зап}},$$

де $t_{\text{вимк.в}}$ – час вимикання вимикача, для сучасних вимикачів, наприклад, елегазових, вакуумних можна приймати 0,05 с; $t_{\text{пох.1}}$, $t_{\text{пох.2}}$ – абсолютні похибки за часом даного захисту та захисту елемента, з яким узгоджуюте. Для цифрових захистів похибка за часом становить 5%. Тому, якщо уставка за часом становить від 2 с, то абсолютна похибка є 0,1 с, якщо уставка за часом не перевищує 1 с, то абсолютна похибка є 0,05 с; $t_{\text{зап}}$ – час запасу, приймають 0,1 с.

За часом кожний ступінь має дві витримки часу: для дії на сигнал та для дії на вимикання. Діапазон уставок на вимикання становить 0,02…600 с, діапазон уставок на сигнал – 0,00…9,99 с.

Коли МСЗ від надструмів зовнішніх к.з. не чутливий, застосовують МСЗ із блокуванням за напругою. У пристрої R3IPT не передбачено блокування за напругою. Тому потрібно додатково встановлювати реле напруги, бажано теж цифрове, і на один із дискретних входів пристрою R3IPT, наприклад, “вхід 1” (рис. 1.11), подати дискретний сигнал “спрацювання” від цього реле напруги. Оскільки всі входи та виходи цифрового пристрою програмують, не становить труднощів реалізувати алгоритмічно максимальний струмовий захист трансформатора від надструмів зовнішніх к.з. з блокуванням за напругою.

Використання двох груп уставок для максимального струмового захисту від надструмів зовнішніх к.з.

У деяких випадках трьохобмотковий трансформатор зі сторони вищої напруги, залежно від режиму системи, можна підєднати до потужного або менш потужного джерела живлення. За живлення від менш потужного джерела чутливість МСЗ може бути недостатньою. Тому в пристрої задають дві групи уставок: з першою групою уставок МСЗ захищає трансформатор за його живлення від потужного джерела, із другою – за живлення від менш потужного джерела. Ці дві групи уставок обчислюють з урахуванням

особливостей режимів, вводять у пристрій і перемикають після зміни режиму живлення трансформатора через дискретний вхід пристрою. Таке перемикання можна здійснювати автоматично.

Захист трансформатора від перевантажень. У пристрої R3IPT передбачена можливість організовувати захист від перевантажень із залежною від кратності перевантаження витримкою часу. Але в Україні захисти з такими характеристиками поки що не використовують. Тому для захисту від перевантажень застосовують один ступінь з незалежною витримкою часу на кожній стороні трансформатора.

Після цього цей струм перераховують у відносне значення: ділять первинний струм спрацювання, розрахований для відповідної сторони силового трансформатора, на номінальний первинний струм трансформатора струму цієї сторони.

Захист від перевантажень рекомендують встановлювати зі всіх сторін трансформатора, незалежно від особливостей режимів роботи та живлення трансформатора, оскільки це не вимагає встановлення додаткової апаратури.

Функція резервування відмови вимикача. Після спрацювання захистів пристрій R3IPT формує сигнали на вимикання вимикача середньої напруги (робота МСЗ середньої напруги трансформатора), вимикача низької напруги (робота відповідного МСЗ), вимикання всіх вимикачів – наприклад, за спрацювання диференційного захисту трансформатора. Деколи можлива відмова вимикача, на вимикання якого діє пристрій. Якщо відмовляють вимикачі сторін середньої чи низької напруги, то пристрій R3IPT із витримкою часу формує сигнал на вимикання вимикача зі сторони вищої напруги трансформатора.

Контрольні питання.

1. Чому дію захисту трансформатора від надструмів зовнішніх к.з. виконують з витримкою часу?
2. За якими принципами виконують захисти трансформаторів від надструмів зовнішніх к.з.?

3. Чому на підвищувальних трансформаторах умови забезпечення чутливості захистів від надструмів к.з. є гіршими, ніж на понижувальних трансформаторах?

4. З яких умов вибирають струм спрацювання максимального струмового захисту трансформатора від надструмів зовнішніх к.з.?

5. Як визначають коефіцієнт самозапуску двигунів?

6. З яких умов вибирають час спрацювання захисту трансформатора від надструмів зовнішніх к.з.?

7. Чому схема під'єднання вимірних органів напруги з використанням реле напруги оберненої послідовності має вищу чутливість, ніж схема з трьома реле напруги, увімкненими на лінійні напруги?

8. З яких умов вибирають струм спрацювання захисту трансформатора від надструмів зовнішніх к.з., з застосуванням струмового реле оберненої послідовності?

9. Які переваги дистанційного захисту автотрансформатора від надструмів зовнішніх к.з. порівняно з іншими захистами?

10. З яких умов вибирають параметри спрацювання дистанційного захисту автотрансформатора від надструмів зовнішнії к.з.?

11. Чому захист від перевантажень повинен мати обернено залежну витримку часу?

12. З якою часовою характеристикою застосовують захисти від перевантажень на вітчизняних трансформаторах?

13. Чому вимірний орган захисту від перевантажень трансформатора виконують з контролем струму лише однієї фази?

14. Які особливості виконання захисту від перевантажень на автотрансформаторах?

15. Як визначають струм спрацювання захисту від перевантаження трансформатора?

16. Як виконують захист від перевантажень на підстанціях без чергового персоналу?

17. Які переваги мають цифрові захисти трансформатора порівняно з традиційними?

18. Які функції викунує цифровий захист трансформатора?

19. Як розраховують характеристику гальмування диференційного захисту трансформатора для цифрового пристрою фірми ALSTOM?

20. Як розраховують ступінь селективності t для цифрових захистів?

21. Для чого використовують дві групи уставок МСЗ трансформатора в цифрових пристроях захисту?

22. Як розраховують уставку спрацювання за часом пристрою резервування відмови вимикача в цифрових пристроях захисту?

Тема 2. ЗАХИСТ ГЕНЕРАТОРІВ

План

2.1. Захист обмотки статора генератора від підвищення напруги.

2.2. Захист генератора від замикань на землю в колах збудження.

2.3. Захист обмотки ротора генератора від перевантаження струмом збудження.

2.4. Захист генератора від асинхронного режиму.

2.1. Захист обмотки статора генератора від підвищення напруги

Цей захист запобігає пробою обмотки статора генератора від підвищення напруги під час роботи генератора на неробочому ході. Захист діє на гасіння поля генератора.

Цей захист є обов’язковим для всіх генераторів потужністю 160 МВт та більше. Принципова схема захисту наведена на рис. 2.1.

Основний елемент захисту – реле максимальної напруги KV, яке контролює рівень міжфазної напруги на виводах генератора. Для вітчизняних генераторів використовують реле максимальної напруги типу РН-58/200.

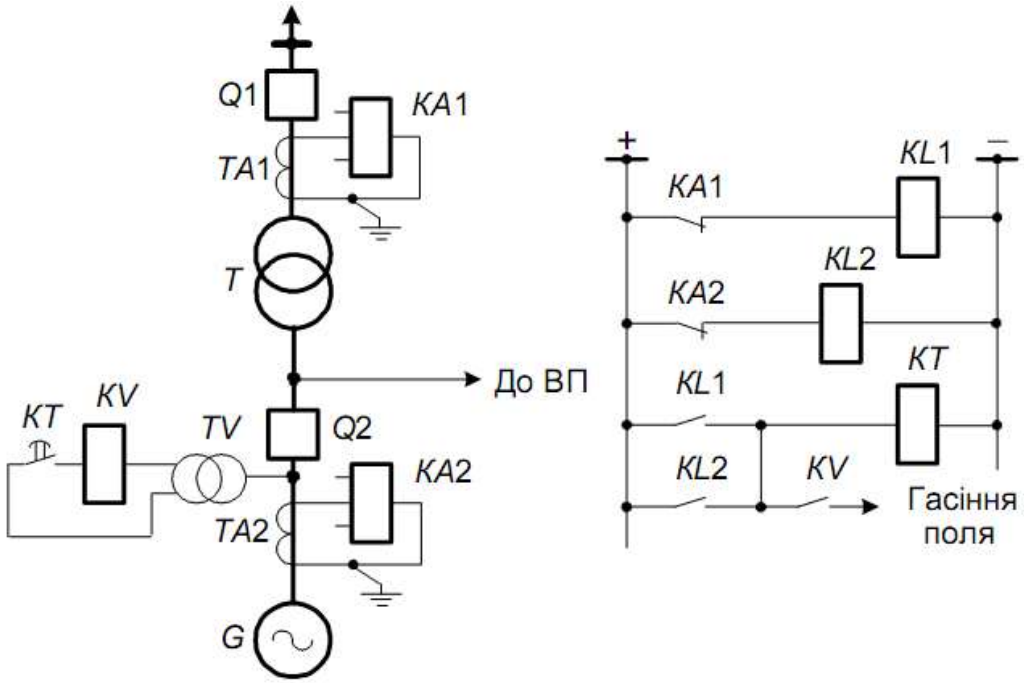

Рисунок 2.1. - Схема захисту генератора від підвищення напруги

Захист виконаний з блокуванням за струмом – він діє тільки за відсутності струму в обмотці статора генератора, тобто під час роботи генератора на неробочому ході. Контроль струму здійснюють трифазні реле струму КА1 та КА2, які також використовують у схемах пристроїв резервування відмови вимикачів (ПРВВ). Ці реле контролюють наявність струмів усіх фаз. Реле спрацьовує за відсутності струму у всіх фазах. Це необхідно для контролю повнофазного вимкнення генератора від мережі. За неповнофазного вимкнення блочного вимикача генератор працює паралельно з системою і тоді захист не повинен працювати. Тому захист повинен спрацьовувати лише за відсутності струму у всіх фазах генератора.

Після вимкнення блочного вимикача Q1 (рис. 2.1) реле КА1 повернеться у вихідний стан, замкне контакт КА1 та подасть живлення до проміжного реле KL1. Реле KL1 спрацює та запустить реле часу КТ, яке з витримкою часу замкне контакт КТ в колі живлення реле максимальної напруги KV. Коли напруга на виводах генератора буде завищена, реле максимальної напруги KV спрацює та подасть команду на гасіння поля генератора.

Аналогічно схема працює і після вимкнення генераторного вимикача Q2. У цьому разі блокування за струмом здійснює реле струму КА2.

Витримку часу вводять для відведення захисту від хибної роботи за короткочасних підвищень напруги генератора, які можливі відразу після вимкнення генератора від мережі. Зазвичай, ця витримка часу становить 3 с.

2.2. Захист генератора від замикань на землю в колах збудження.

Для генераторів застосовують захист від замикань на землю в одному місці кіл збудження, що діє на сигнал та захист від замикань у двох місцях кіл збудження, що діє на аварійне вимкнення генератора від мережі.

Проте на генераторах великої потужності (500 МВт та більше) у зв'язку з тяжкими наслідками аварій за замикання в двох місцях кіл збудження, захист від замикання на землю в одному місці також діє на аварійне вимкнення генератора від мережі.

Для захисту генератора за появи землі в одному місці кіл збудження застосовують захист типу КЗР-3, в якому накладається на кола збудження змінний струм частотою 25Гц.

Принципова схема пристрою захисту типу КЗР-3 наведена на рис. 2.2.

Джерелом живлення схеми є магнітний дільник частоти (МДЧ), що живиться від мережі 220 В власних потреб електричної станції. На виході МДЧ є дві обмотки, з яких знімається напруга частотою 25 Гц. З однієї обмотки напруга частотою 25 Гц подається в кола збудження генератора, з другої – в схему захисту.

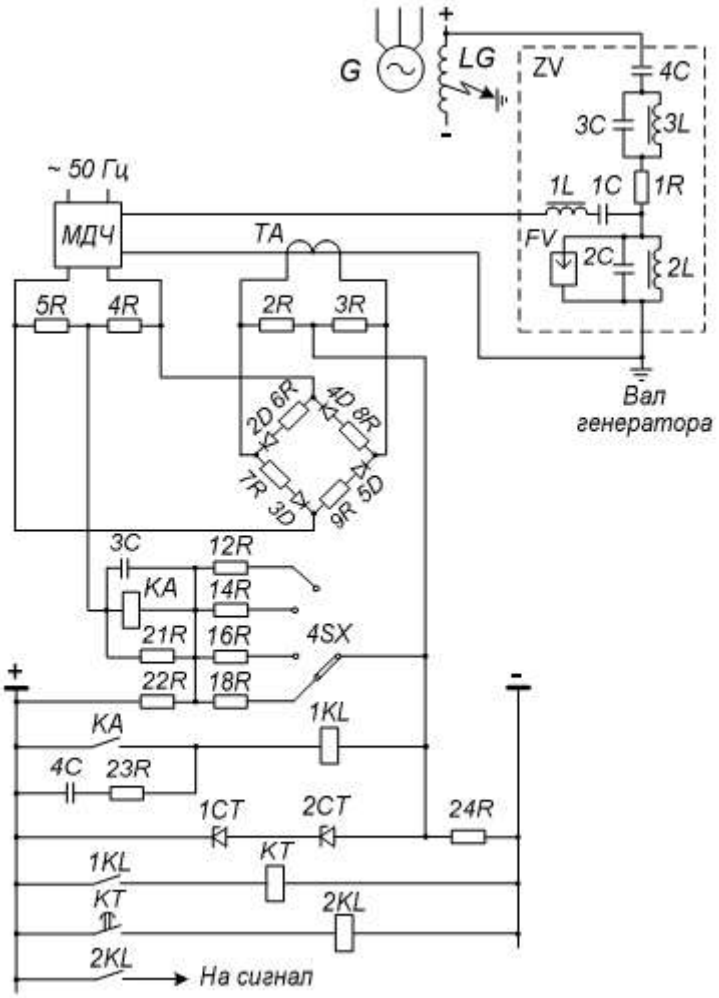

Рисунок 2.2. - Схема пристрою захисту типу КЗР-3

Змінну напругу частотою 25 Гц одним проводом підводять до заземленого вала генератора, а другим – до обмотки ротора через додатковий пристрій – фільтр ZV (рис. 2.2). Фільтр ZV блокує протікання струмів частотою 50 Гц та більше від системи збудження, що живить обмотку збудження генератора (тиристорна чи високочастотна системи збудження, крім постійного струму, генерує і високочастотні складові). Це блокування здійснюють частотні L–C фільтри: 3L–3C, 2L–2C та 1L–1C. Конденсатори 4C та 1C призначені для непропускання постійного струму збудження в кола захисту – постійний струм може намагнітити магнітопровід проміжного трансформатора струму TA. Розрядник FV захищає схему захисту від перенапруг, що можуть виникнути на вході додаткового пристрою ZV.

Резистор 1R обмежує величину струму, що протікає через пристрій ZV за замикання на землю в одному місці кіл збудження.

Струм частотою 25 Гц, що протікає через обмотку збудження, має дві складові – активну та ємнісну. Коли ізоляція кіл збудження є нормальною, у струмі, переважно, є лише ємнісна складова. За порушення ізоляції виникає і активна складова. На цю активну складову реагує захист. Активну складову струму частотою 25 Гц, що протікає через обмотку збудження, виділяє симетрична кільцева фазочутлива схема пристрою захисту.

Напруга на виході фазочутливої схеми порівнюється з еталонною стабілізованою напругою від послідовно увімкнених стабілітронів 1CT, 2CT – через дільник напруги, що складається з одного з резисторів 12R, 14R, 16R чи 18R та резистора 22R. Вимірним органом захисту, що реагує на різницю цих напруг, є чутливе магнітоелектричне реле KA.

Конденсатор 3C зменшує рівень пульсації струму в обмотці реле KA, а резистор 21R, призначений для заспокоєння рамки магнітоелектричного реле під час її руху, запобігає виникненню "тремтіння" контактів реле.

Паралельно до контактів магнітоелектричного реле KA приєднана дугогасильна ланка – конденсатор 4C та резистор 23R. Ця ланка захищає контакти реле KA від підгоряння під час комутацій – за розмикання струму контактами магнітоелектричного реле KA. За рахунок магнітної енергії котушки реле 1KL, виникає дуга, що призводить до пошкодження (підгоряння) контактів. За наявності дугогасильної ланки, магнітна енергія котушки реле 1KL розсіюється через конденсатор 4C в резисторі 23R.

Уставку спрацювання реле KA задають, вмикаючи перемикачем 4SX відповідний резистор в колі подільника еталонної напруги: резистор 16R – за опору ізоляції кіл збудження 5 кОм, резистор 18R – за опору ізоляції 2,5 кОм; резистори 12R та 14R використовують за збудження генератора від електромашинного збудника.

Захист має витримку часу, щоб блокувати спрацювання захисту за перехідних процесів, що виникають у колах збудження за деяких режимів

генератора – синхронізації, гасіння поля тощо. Витримку часу задають на реле часу КТ.

Напруга на контактах магнітоелектричного реле КА повинна бути в межах 70–125 В, а напруга кіл оперативного струму на електричній станції становить 220 В. Тому для обмеження цієї напруги в схемі передбачені стабілітрони СТ1 та СТ2, увімкнені між полюсами джерела оперативного струму через резистор 24R.

Схема (рис. 2.2) працює так. Після виникнення замикання в одному місці кіл збудження, на виході фазочутливої схеми (з дільника напруги, утвореного резисторами 5R–4R та 2R–3R) виникає напруга, що буде більшою від еталонної напруги. Як відзначено вище, еталонна напруга знімається з дільника напруги, утвореного резистором 22R та одним з резисторів 12R, 14R, 16R чи 18R. У результаті спрацює чутливе магнітоелектричне реле КА. Реле замкне свій контакт КА в колі проміжного реле 1KL, яке, своєю чергою, подасть живлення до обмотки реле часу КТ. Безпосередньо подавати живлення до реле часу магнітоелектричне реле КА не може, тому що має слабкі контакти. Реле КТ з заданою витримкою часу подасть живлення на проміжне реле 2KL, яке запустить кола сигналізації.

Основним недоліком захисту є те, що його чутливість залежить від ємності на землю кіл збудження. Якщо ємність кіл збудження становить ~2 мкФ, то похибка струму спрацювання захисту може досягати 30%. Зазвичай, за роботи генератора з робочим збудником (тиристорним, високочастотним, безщітковим), ємність ланок збудження менше ніж 2 мкФ, але у разі роботи генератора з резервним електромашинним збудником, ця ємність може сягати 5 мкФ. Таку величину ємності визначають значної довжини кабелі зв’язку між електромашинним збудником та генератором. У такому разі захист КЗР-3 не застосовують.

Після спрацювання захисту типу КЗР-3, що сигналізує про наявність замикання в одному місці системи збудження, до кіл збудження даного генератора необхідно під'єднати захист від замикань на землю в двох місцях.

Цей захист діє на аварійне вимкнення генератора від мережі. Для цього застосовують захист типу КЗР-2.

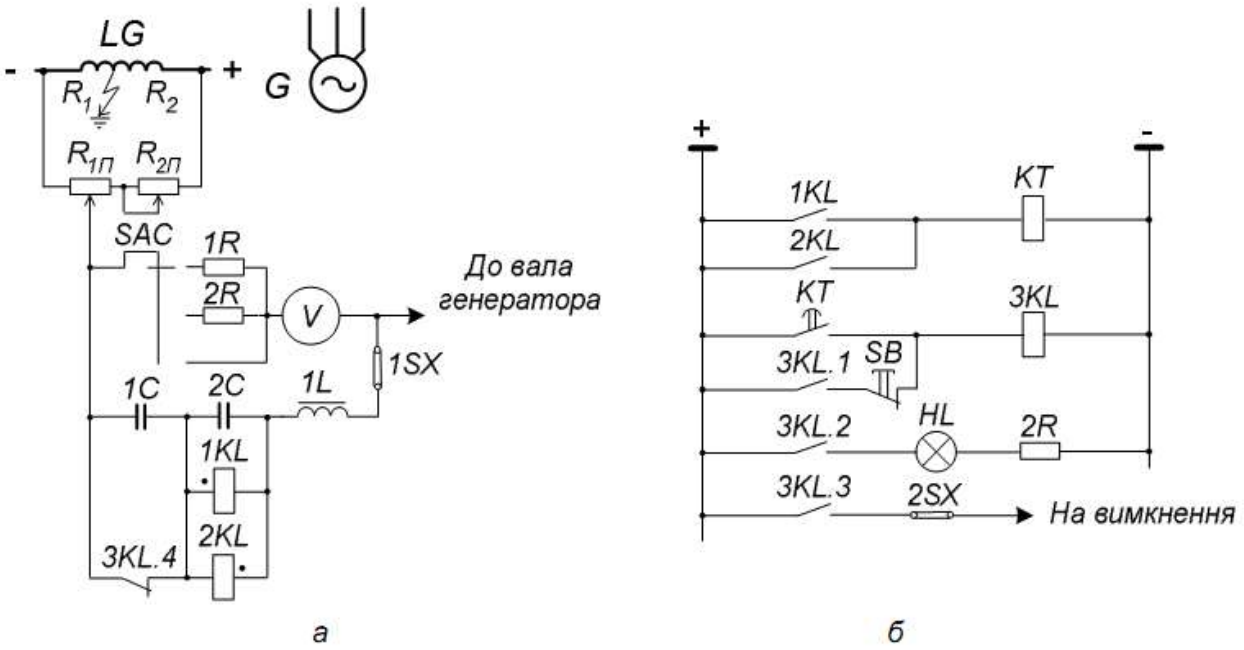

Рисунок 2.3. - Схема захисту від замикання в двох місцях кіл збудження генератора:

а – кола вимірювання, б – оперативні кола

У схемі захисту КЗР-2 (рис. 2.3) для виявлення пошкодження в колах збудження застосовано чотириплечовий міст. Плечі моста утворюють опори обмотки збудження відносно першого місця замикання та її полюсами (+,–) і опори потенціометрів, встановлені між середнім виводом моста (перемикач SAC) та полюсами обмотки збудника.

До вала генератора пристрій приєднаний через спеціальну щітку, а не через заземлювальний контур, щоб струм, який протікатиме через діагональ моста, протікав безпосередньо через обмотки реле, а не через підшипники генератора.

Перед вводом захисту в роботу необхідно зрівноважити міст. Зрівноважують міст потенціометрами добиваються мінімального показу вольтметра V. Перед налаштуванням захисту розмикають накладку 2SX, щоб запобігти хибній дії захисту на аварійне вимкнення генератора під час

налаштування. Вольтметр має три діапазони вимірів: 300 В, 30 В, 3 В. Перший діапазон призначений для попереднього регулювання, другий та третій – для точнішого регулювання.

Перемикають діапазони перемикачем SAC, вмикаючи в коло вольтметра V резистори 1R (перший діапазон), 2R (другий діапазон), або без резистора (третій діапазон).

Вимірні органи захисту – поляризовані реле 1KL та 2KL. Дросель 1L та конденсатор 2C обмежують протікання змінного струму через обмотки цих реле.

Цей струм зумовлений пульсацією магнітного поля машини, яка виникає за нерівномірності повітряного проміжку між ротором та статором.

Після налагодження захисту його вводять в роботу, увімкнувши накладки 1SX, 2SX.

Налаштована схема захисту КЗР-2 (рис. 2.3) працює так. За замикання в другому місці кіл збудження, порушується рівновага моста і спрацьовує одне з двох поляризованих реле – залежно від напрямку струму в діагоналі моста. Напрямок струму визначає те, ближче до якого з полюсів (+,–) обмотки збудження виникло друге замикання на землю.

Поляризовані реле 1KL або 2KL пускають реле часу КТ, яке створює затримку в роботі захисту тривалістю 0,5–1 с. Це потрібно для відведення захисту від хибного спрацювання за перехідних процесів, що виникають у разі короткочасних замикань у другому місці кіл збудження.

Реле часу КТ спрацює з витримкою часу і подасть живлення до обмотки проміжного реле 3KL, яке, самопідхопившись своїми контактами 3KL.1, контактами 3KL.2, подасть живлення на сигнальну лампу HL, а контактами 3KL.3 запустить систему аварійного вимкнення генератора від мережі.

За замикання в двох місцях кіл збудження, що розташовані поблизу протилежних полюсів, у діагоналі моста протікатиме значний струм, що може пошкодити поляризовані реле. Для обмеження часу протікання струму

через обмотки реле 1KL, 2KL передбачено контакти 3KL.4, які розмикають коло живлення цих обмоток.

Конденсатор 1С слугує для покращення умов комутації контактом 3KL.4 значного струму дроселя 1L.

Для повернення реле 3KL у вихідний стан слугує кнопка SB.

Основним недоліком захисту КЗР-2 є необхідність його налагодження та введення в роботу лише після появи замикання в одному місці кіл збудження. А на це потрібен час. Тому, якщо замикання в другому місці кіл збудження виникає відразу після появи замикання в одному місці, генератор практично не має захисту від замикання на землю в двох місцях. А це може мати катастрофічні наслідки для генератора. Тому вчасне вимкнення генератора можливе лише вручну і залежить від кваліфікації оперативного персоналу станції.

2.3. Захист обмотки ротора генератора від перевантаження струмом збудження.

Перегрівання обмотки ротора (обмотки збудження) призводить до передчасного старіння її ізоляції і, як наслідок, до її пробою. Тому необхідно контролювати температуру обмотки ротора. Обмотка ротора нагрівається нерівномірно. Для повного аналізу її температурного стану необхідно контролювати температуру в різних місцях ротора, але технічно це зробити доволі складно. Тому на практиці застосовують непрямий контроль температури обмотки ротора. Оскільки основною причиною перегрівання обмотки ротора є струм збудження, то контролюють його величину і за величиною струму збудження роблять висновок про температурний стан обмотки. Цей принцип використано в різних типах захисту обмотки ротора від перевантажень.

Для роботи захисту необхідно контролювати струм ротора генератора.

Інформація про струм ротора подається до захисту від спеціальних надавачів струму.

Наявні різні надавачі струму збудження. Основними з них є:

- константанова вставка;
- трансформатор постійного струму (магнітний підсилювач);
- індукційний короткозамкнений надавач струму.

Найпростішим надавачем струму збудження є константанова вставка.

Константан – метал, який на відміну від міді, практично не змінює свого опору за певного діапазону температури (20–120°C). Невеликий фіксований об'єм константану впаюють у мідну обмотку збудження генератора (рис. 2.4). Спад напруги на цій вставці вимірюють за допомогою мілівольтметра.

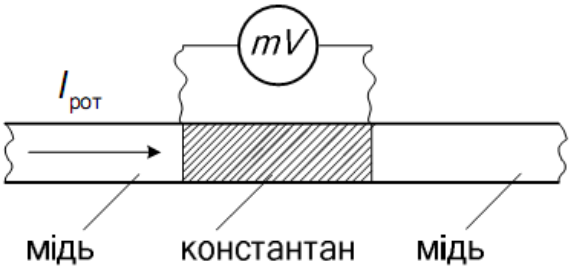

Рисунок 2.4. Контроль струму збудження за допомогою константанової вставки

Якщо контролювати спад напруги на цій константановій вставці та знаючи її опір, можемо з достатньою точністю визначати величину струму обмотки ротора $I_{рот} = \frac{U_{к.вст}}{R_{к.вст}}$, де $U_{к.вст}$ – спад напруги на константановій вставці; $R_{к.вст}$ – опір константанової вставки, який вважають постійною величиною, що не залежить від нагрівання обмотки.

Але потужність джерела цієї напруги є недостатньою для роботи захистів, виконаних з застосуванням електромеханічних та напівпровідникових елементів. Таку схему контролю величини струму ротора можна застосовувати для цифрових захистів, вхідні кола яких споживають невелику потужність.

Для вимірювання струму обмотки ротора за тиристорної чи високочастотної систем збудження застосовують трансформатор постійного

струму (рис. 2.5); за безщіткової системи збудження - індукційний короткозамкнений надавач струму (рис. 2.6).

Трансформатор постійного струму (ТПС) (рис. 2.5) – магнітний підсилювач, по керуючій обмотці якого протікає струм ротора ротора I . Стрижень, по якому протікає струм ротора, проходить через вікно двох магнітопроводів. На кожному магнітопроводі розміщено чотири секції робочої обмотки, які з'єднані паралельно (на рис. 2.5 обмотки зображені однією еквівалентною).

Обмотки окремих магнітопроводів з'єднують послідовно за номінального струму ротора 1,5–2,5 кА, як показано на рисунку, або паралельно, коли номінальний струм ротора більший, ніж 3 кА.

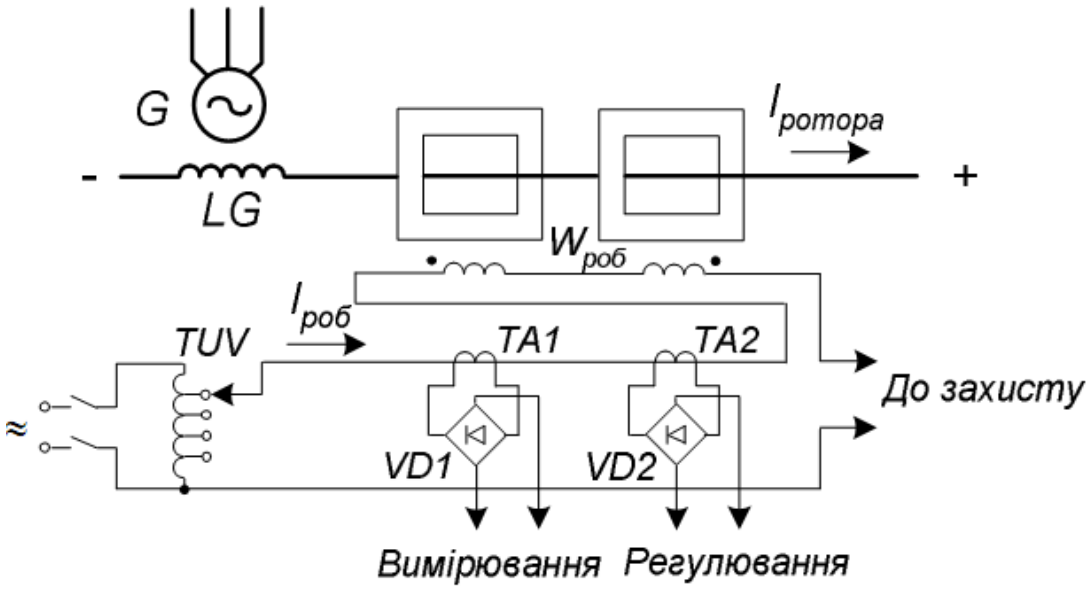

Рисунок 2.5. - надавач струму ротора з застосуванням трансформатора постійного струму

Вторинне навантаження ТПС (захист, кола вимірювання та регулювання) під'єднують у коло робочої обмотки.

Напругу джерела живлення з частотою 50 Гц або 400 Гц через автотрансформатор TUV підводять до робочої обмотки ТПС. Отже, струм у кола захисту, вимірювання та регулювання подається від цього джерела живлення через робочу обмотку ТПС.

У ТПС, що є дросельним магнітним підсилювачем з великим опором в колі управління, за зустрічно-послідовно увімкнених робочих обмоток обох осердь і підведення до кола цих обмоток синусоїдної напруги живлення в цьому колі протікатиме змінний струм практично прямокутної форми з частотою напруги джерела живлення. Амплітуду цього струму можна визначити, застосувавши закон повного струму для магнітозв'язаних контурів – робочої обмотки стрижня, що є обмоткою управління (кількість витків), по якому протікає постійний (уніполярний) струм обмотки збудження генератора.

Для ТПС, з метою забезпечення необхідної точності вимірювань, застосовують осердя з прямокутною характеристикою намагнічення B(H). Коли осердя ненасичене, сумарні ампервитки намагнічення осердя дуже малі, а індуктивність обмотки дуже велика, бо намагнічення (перемагнічення) осердя відбувається за магнітної індукції осердя. Коли осердя насичене – індуктивність обмотки дуже мала, бо в осерді магнітна індукція практично незмінна і дорівнює індукції насичення. Осердя, у якому збігаються за знаком ампервитки обмоток і буде насичене і індуктивність його обмотки мала, до того ж у другому осерді ці ампервитки матимуть протилежні знаки, бо обмотки обох осердь увімкнені зустрічно-послідовно, а знак ампервитків обмотки незмінний (в обмотці протікає уніполярний струм).

За безщіткової системи збудження безпосередньо контролювати струм збудження неможливо. Тому використовують спеціальний перетворювач – індукційний надавач струму (рис. 2.6). Це короткозамкнена "білкова клітка", яка охоплює вал генератора, всередині котрого проходять проводи від збудника EGA до обмотки ротора LG. За обертання ротора генератора, в нерухомій "білковій клітці" обертове магнітне поле, зумовлене струмом збудження, що протікає по проводах від збудника EGA, індукує струми Фуко. Ці струми, своєю чергою, трансформуються у закорочену вторинну обмотку додаткового трансформатора струму TA, яка водночас є первинною обмоткою трансформаторів струму TA1, TA2, TA3. Від вторинних обмоток

цих трансформаторів струму підводять струми до реагуючих органів систем вимірювання, регулювання та захисту. Параметри індукційного надавача струму розраховані та обрані такими, що за номінального струму обмотки збудження генератора, вторинний струм трансформатора струму ТА дорівнює 2,5 А.

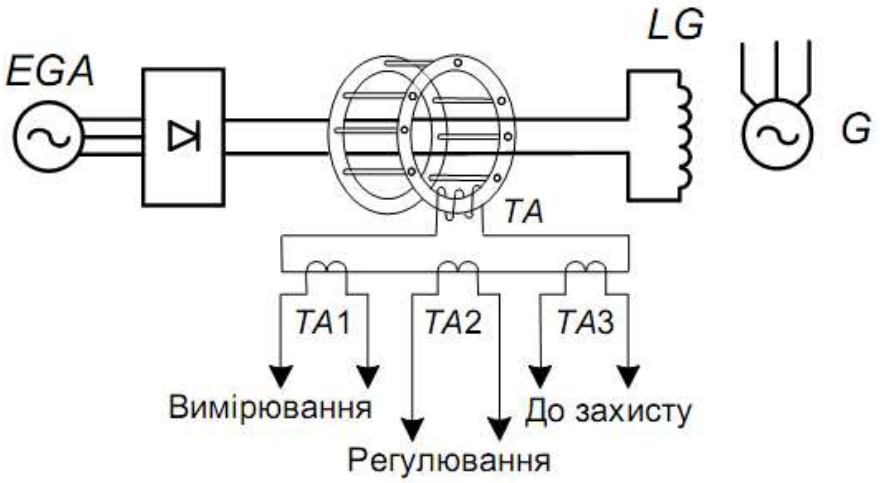

Рисунок 2.6. - Індукційний надавач струму в обмотці ротора

Для генераторів, потужністю 160 МВт та більше, що експлуатують електростанції України, для захисту ротора від перевантаження застосовують захист типу РЗР-1М. Цей захист має два ступені. Перший ступінь з залежною від кратності струму перевантаження витримкою часу діє на розбудження генератора через систему автоматичного регулювання струму збудження, другий – також з залежною витримкою часу – на аварійне вимкнення генератора від мережі.

Витримки часу цих двох ступенів за тих самих струмів відрізняються на 20% (рис. 2.7).

До складу пристрою захисту типу РЗР-1М (рис. 2.8) входить вхідний перетворювальний пристрій (ВПП), призначений для налагодження вхідних кіл РЗР-1М на заданий вторинний номінальний струм обмотки ротора та для перетворення змінного струму в випростувану згладжену напругу. З виходу ВПП ця напруга подається до основних органів захисту –сигнального СО,

пускового ПО, інтегрального ІО. Кожен з цих органів має свою уставку спрацювання.

Сигнальний орган СО сигналізує про виникнення перевантаження кіл збудження.

Рисунок 2.7. - Характеристики захисту від перевантаження обмотки ротора струмом збудження

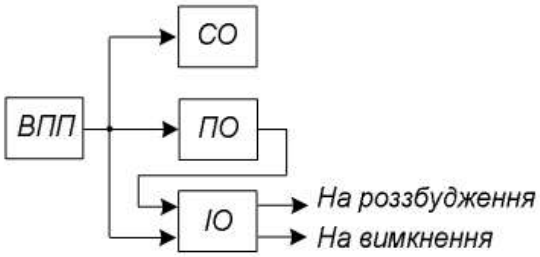

Рисунок 2.8. - Структурна схема захисту РЗР-1М

Інтегральний орган ІО призначений для оцінювання акумуляції тепла в обмотці ротора. ІО розраховує кількість теплоти, яка нагромаджується в роторі з врахуванням перевантаження за струмом обмотки ротора та його охолодження після зняття перевантаження.

Захист РЗР-1М виготовляють у двох модифікаціях – для захисту генераторів, для яких час допустимого двократного перевантаження за струму збудження становить відповідно 20 с та 30 с.

З однією витримкою часу (меншою) інтегральний орган діє на роззбудження генератора, з другою (більшою) – на аварійне вимкнення генератора від мережі.

2.4. Захист генератора від асинхронного режиму.

Захист від асинхронного режиму генераторів в енергосистемах України виконують з використанням одного з наступних принципів:

– виявлені вимкненого положення пристрою автомата гасіння поля (АГП);

– виявлені наявності оберненої реактивної потужності;

– зміні опору на виводах обмотки статора генератора.

Виявлення асинхронного режиму генератора на основі вимкненого положення пристрою автомата гасіння поля (АГП)

Захист, оснований на виявлені вимкненого положення АГП застосовують для генераторів невеликої потужності, наприклад, генераторів серії ТВФ-63. Ці генератори, як правило, працюють з електромашинною системою збудження. Як показав досвід експлуатації цих генераторів, причиною втрати ними збудження є помилкове вимкнення пристрою АГП оперативним персоналом, або довільне вимкнення пристрою АГП, викликане несправностями в його колах управління.

Після вимкнення АГП в схему релейного захисту блока подається імпульс, що складає 1 – 1,5 с.

Якщо асинхронний режим для даного блока допустимий, запускається автоматика, яка діє на розвантаження блока за активною потужністю та вимкнення вимикачів робочого живлення власних потреб блока, тобто перевід живлення власних потреб блока на резервне джерело.

Якщо асинхронний режим для блока недопустимий, імпульс від вимкненого АГП подається на вихідні реле резервних захистів блока, які діють на вимкнення блока від мережі та перевід його на холостий хід без зупинки паросилового обладнання.

Виявлення асинхронного режиму генератора за фактом наявності оберненої реактивної потужності.

Такий захист виконують на основі надавача втрати збудження (ДВЗ).

За такого під’єднання реле його кут максимальної чутливості становить –180. Цей кут відповідає фазному куту генератора – 90

(IV квадрант комплексної площини),а це в свою чергу відповідає куту за режиму роботи генератора в ємнісному квадранті – генератор видає в мережу активну потужність, а споживає реактивну. Тому після втрати збудження генератора ДВЗ спрацьовує та діє або на розвантаження блока за активною потужністю або на вимкнення його від мережі та перевід на холостий хід.

Виявлення асинхронного режиму генератора за фактом зміни опору на виводах обмоток статора генератора.

Опір на виводах генератора вимірюють за допомогою дистанційного реле з круговою спрямованою характеристикою (рис. 2.11). На більшості електричних станцій України застосовують реле опору комплекту КРС-2.

На першому реле комплекту виконується дистанційний захист від симетричних зовнішніх к.з. Для виявлення асинхронного режиму застосовується друге реле комплекту КРС-2, яке вмикається на напругу та різницю струмів.

В нормальному режимі роботи генератора вектор повного опору на виводах генератора знаходиться в I квадранті. Це відповідає режиму видачі генератором активної та реактивної потужностей в мережу.

Після втрати збудження генератор продовжує видавати в електричну мережу активну потужність, величина якої внаслідок дії автоматики зменшується до величини ~40% від номінальної та споживати з мережі реактивну потужність. В цьому режимі вектор повного опору переміщається в IV квадрант.

За результатами проведених досліджень, зокрема Союзтехенерго, характеристика реле опору від втрати збудження повинна бути розміщена в III та IV квадрантах зі зміщенням.

Як показали дослідження за такого налагодження реле під час порушення динамічної стійкості та асинхронному ході в електроенергетичній

системі реле короткочасно спрацьовувало. Для відлагодження від такого хибного спрацювання захист від асинхронного режиму генератора виконують з витримкою часу 1-2с.

В довідковій документації, як правило, параметри генератора $x_d, x_d^{'}$ наводять у відносних одиницях. Тому первинні уставки реле $\underline{z}_{зм}$ та $\underline{z}_{с.з}$ розраховують за виразами:

$$\underline{z}_{зм} = \frac{0,4 \cdot x_d^{'} \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}}, \ \underline{z}_{с.з} = \frac{(1,1 \cdot x_d + 0,4 \cdot x_d^{'}) \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}},$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга генератора, В; $S_{ном}$ – номінальна потужність генератора, В·А; x_d, $x_d^{'}$ – реактивні опори генератора у відносних одиницях.

Вторинні уставки захисту перераховують за виразами:

$$\underline{z}_{зм.р} = \underline{z}_{зм} \cdot \frac{k_{TA}}{k_{TV}}, \ \underline{z}_{с.р} = \underline{z}_{с.з} \cdot \frac{k_{TA}}{k_{TV}},,$$

де k_{TA}, k_{TV} – коефіцієнти трансформації трансформатора струму та трансформатора напруги, до яких під'єднано реле.

Контрольні питання.

1. Який захист від несиметричних режимів застосовують для генераторів?
2. Для чого в захисті від несиметричних режимів генератора застосовують фільтр струму оберненої послідовності?
3. Яке призначення двох струмових відсічок у захисті від несиметричних режимів генератора?
4. Яке призначення інтегрального органа в захисті від несиметричних режимів генератора?
5. Які особливості виконання захисту від симетричних перевантажень обмотки статора генератора та його дія?
6. Як розраховують уставку за струмом спрацювання захисту від симетричних перевантажень обмотки статора генератора?
7. Як під'єднують вимірні органи захисту обмотки статора від підвищення напруги?
8. За якого режиму роботи генератора працює захист від підвищення напруги?

9. Чому в схемі захисту обмотки статора від підвищення напруги застосовують реле струму контролю струмів усіх фаз?

10. Як діють захисти від замикань на землю в одному та в двох місцях кіл збудження?

11. Який принцип роботи схеми захисту КЗР-3 від замикань на землю в одному місці кіл збудження?

12. Який принцип роботи схеми захисту КЗР-2 від замикань на землю в двох місцях кіл збудження?

13. Який недолік захисту від замикань у двох місцях кіл збудження?

14. Як контролюють струм обмотки збудження генератора?

15. Як вимірюють струм ротора з застосуванням константанової вставки?

16. Як працює схема контролю струму в обмотці збудження генератора з застосуванням трансформатора постійного струму?

17. Як працює схема контролю струму в обмотці збудження генератора з застосуванням індукційного надавача струму?

18. Які функції виконує інтегральний орган пристрою РЗР-1М захисту від перевантаження обмотки ротора струмом збудження?

19. Як діє пристрій РЗР-1М захисту від перевантаження обмотки ротора струмом збудження?

Теми 3. ЗАХИСТ ДВИГУНІВ.

План

3.1. Захист синхронних двигунів від асинхронного режиму

3.1. Захист синхронних двигунів від асинхронного режиму

Захист двигунів від асинхронного режиму в енергосистемах України виконують з використанням одного з наступних принципів:

– контролі збільшення струму в обмотці статора;

– виявлені змінного струму в обмотці ротора; – виявлені певної кількості електричних проворотів ротора двигуна відносно поля статора;

– контролі кута між векторами напруги мережі та ЕРС статора двигуна;

– контролі фазового кута струму статора.

Розглянемо найбільш простий захист – захист, який реагує на збільшення струму в обмотці статора.

За асинхронного режиму в обмотці статора протікає зрівнювальний струм, діюче значення якого в залежності від кута вибігу ротора визначають за виразом $I_{зр} = \frac{2 \cdot U_C}{\sqrt{3} \cdot (x'_Д + x'_C)} \cdot \sin\frac{\delta}{2}$.

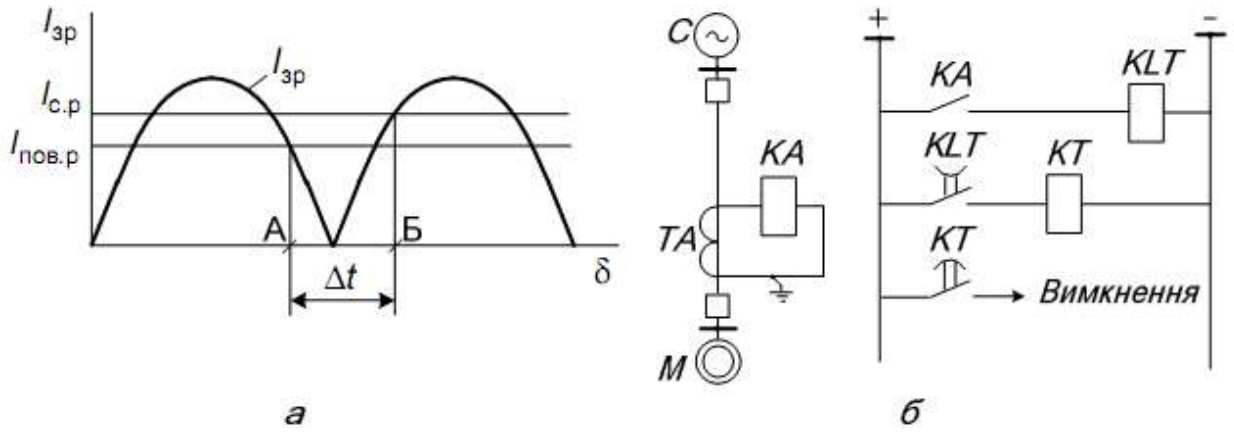

Рисунок 3.1. - Струмовий захист синхронного двигуна від асинхронного режиму:

а – графік зміни зрівнювального струму;

б – схема захисту двигуна від асинхронного режиму

Як видно з рис. 3.1 а за асинхронного режиму вимірний орган захисту – струмове реле КА періодично буде замикати та розмикати свої контакти – на відрізку АБ контакти реле будуть розімкненими, за іншого положення ротора – замкненими. Тому в схемі захисту введене проміжне реле KLT (рис. 3.1 б), яке має витримку часу на повернення після спрацювання. Ця витримка часу повинна бути більшою від часу t , коли контакти реле КА знаходяться в розімкненому стані. За такої умови обмотка реле часу КТ після виникнення асинхронного режиму весь час знаходиться під напругою. Після

спрацювання реле часу КТ подається сигнал в схему вимкнення двигуна М від мережі.

Захист, який реагує на збільшення струму в обмотці статора, має суттєві недоліки:

– може хибно спрацьовувати у випадку різкозмінного навантаження на валу ротора. За такого режиму характер зміни струму статора двигуна практично такий самий, як за асинхронного режиму;

– не завжди задовольняє вимогам чутливості.

Захисти від асинхронного режиму, які реалізовані за іншими принципами, мають кращу селективність та вищу чутливість, але їх схемна реалізація та визначення параметрів спрацювання є суттєво складнішою, ніж у захисті, який реалізований на оцінці величини струму в обмотці статора двигуна.

Контрольні питання.

1. За яких умов вибирають струм спрацювання струмової відсічки для захисту двигуна від міжфазних к.з.?
2. Які переваги трифазної трирелейної схеми диференційного захисту двигуна порівняно з двофазною дворелейною?
3. Чому розрахунковий струм небалансу диференційного захисту є меншим від дійсного?
4. Як розраховують параметри спрацювання диференційного захисту двигуна?
5. Як розраховують за наближеним методом параметри спрацювання диференційного захисту двигуна?
6. Чому для організації диференційного захисту двигуна з’єднують послідовно вторинні обмотки трансформаторів струму на стороні нульових виводів?
7. На який параметр режиму мережі реагують захисти двигуна від однофазних замикань на землю?

8. Як організовують захист двигуна від однофазних замикань на землю, коли живлення двигуна здійснюють кількома кабелями?

9. Як розраховують чутливість захисту двигуна від однофазних замикань на землю?

10. Які захисти від перевантажень застосовують для двигунів?

11. Чому захист двигуна від перевантажень має витримку часу та як її розраховують?

12. Як для двигуна організовують захист мінімальної напруги?

13. Які захисти від асинхронного режиму застосовують для синхронних двигунів?

Тема 4. ЗАХИСТ ШИН

План

4.1. Особливості захисту шин.

4.2. Принципи виконання захисту шин.

4.1. Особливості захисту шин.

Одним з найважчих пошкоджень, що виникають в енергосистемах є к.з. на збірних шинах електричних злагод. Такі пошкодження супроводжуються значним рівнем струмів к.з. Особливо великий рівень струмів є за коротких замикань на шинах електричних станцій та потужних підстанцій.

Особливістю дії захисту за коротких замикань на шинах є необхідність вимикати всі приєднання до цих шин, хоча на цих приєднаннях пошкоджень немає.

Основними причинами, що призводять до пошкодження шин, є такі:

– пошкодження трансформаторів струму та напруги;

– пошкодження колонок ізоляторів роз’єднувачів, вимикачів, що виникають здебільшого під час операцій з ними;

– перекриття шинних ізоляторів;

– помилки оперативного персоналу під час здійснення оперативних перемикань.

Здебільшого шини охоплюються зонами захистів приєднань до них – захистами генераторів, трансформаторів, ліній. Наприклад, шини підстанції Б охоплюються захистом лінії А1. (рис. 4.1).

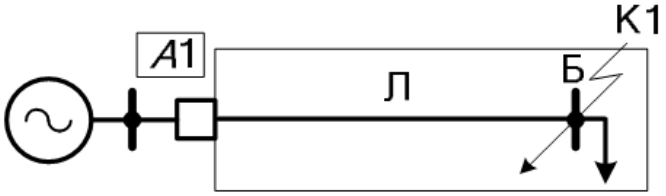

Рисунок 4.1. - Вимкнення пошкодження на шинах захистом суміжного елемента

Але в такому разі вимкнення захистом А1 к.з. на шинах протилежної підстанції Б (в точці К1, рис. 4.1) здійснюватиметься з витримкою часу, тому що кінець лінії та шини протилежної підстанції попадають у зону дії другого (третього) ступенів захисту лінії Л. До того ж, з умов забезпечення стійкості роботи системи, особливо в мережах 220–750 кВ, такі пошкодження повинні вимикатись з мінімальною можливою витримкою часу. А витримка часу другого (третього) ступенів захисту А1 лінії Л не завжди задовольняє вимогам забезпечення стійкості.

Здебільшого дія захисту приєднання до шин (лінії, трансформатора, генератора тощо) за короткого замикання на шинах може бути неселективною. Наприклад, за виникнення пошкодження на ІІ секції шин протилежної підстанції Б, точка К1 (рис. 4.2), захист А1 лінії Л1 вимкне вимикач Q1, а захист А2 лінії Л2 вимкне вимикач Q2. Таке вимкнення буде неселективним, тому що напруга живлення зніматиметься як з пошкодженої секції ІІ, так і з непошкодженої секції І підстанції. Для селективної роботи захистів А1, А2 необхідно, щоб захисти вимкнули вимикачі відповідно Q4, Q6. Отже, з умов забезпечення селективності та необхідної швидкодії за виникнення пошкодження на шинах, необхідно встановлювати спеціальний захист шин. Цей захист повинен діяти на вимкнення всіх приєднань до цих шин.

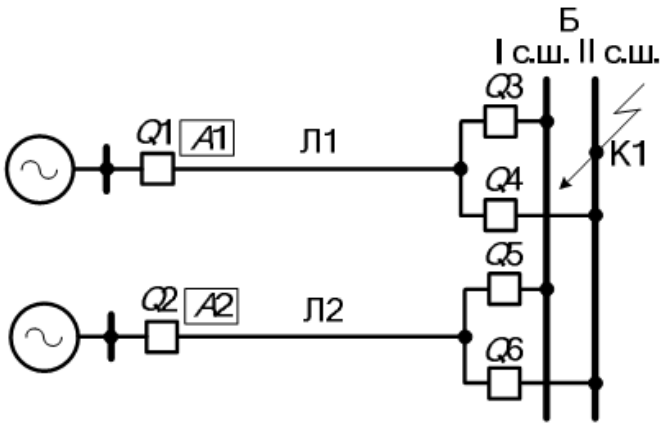

Рисунок 4.2 - Неселективне вимкнення пошкодження на шинах захистом суміжного елемента

4.2. Принципи виконання захисту шин.

Для захисту шин застосовують:

– диференційний захист;

– струмову відсічку (неповний диференційний захист);

– дистанційний захист;

– максимальний струмовий захист.

З перелічених вище захистів шин найчастіше застосовують диференційний захист та струмову відсічку (неповний диференційний захист). Нижче розглянуто особливості виконання цих захистів шин.

Диференційний захист. Диференційний захист шин (ДЗШ) реагує на баланс (суму) струмів всіх приєднань до шин. Принцип роботи ДЗШ ілюструє рис. 4.3.

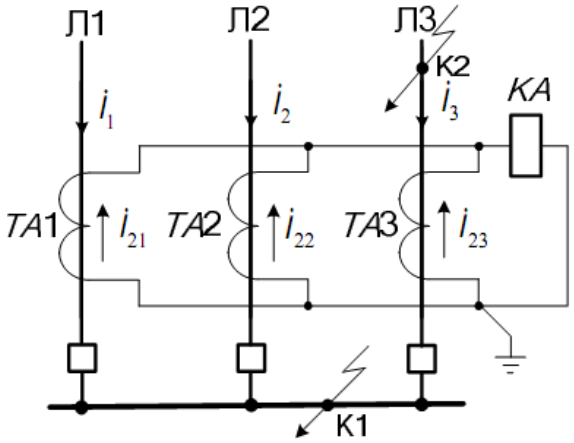

Рисунок 4.3. - Диференційний захист шин

На кожному приєднанні до шин встановлені трансформатори струму, вторинні обмотки яких з'єднуються паралельно і до них приєднується вимірний орган захисту – реле струму КА. За такої схеми з'єднання через обмотку реле КА протікатиме сума струмів всіх приєднань $\dot{I}_{\text{р}} = \dot{I}_{21} + \dot{I}_{22} + \dot{I}_{23}$.

Отже, реле КА за короткого замикання на шинах реагуватиме на струм у місці к.з., який здебільшого є значним і достатнім для спрацювання захисту. Проте за значних первинних струмів можливе глибоке насичення магнітопроводів трансформаторів струму, що істотно спотворює трансформований струм. Тому потрібно вжити відповідні заходи, щоб мінімізувати вплив насичення осердь трансформаторів струму на роботу ДЗШ.

За реальних характеристик намагнічування трансформаторів струму ТА1 та ТА3 в обмотці реле КА протікатиме струм небалансу. Цей струм небалансу залежить від струмів намагнічування трансформаторів струму, що утворюють плечі захисту, які своєю чергою визначаються характеристиками намагнічування їх магнітопроводів. Струм небалансу зростає із збільшенням струму намагнічення.

Зменшення струму намагнічення можна досягти:

– застосовуючи однотипні спеціальні трансформатори струму, в яких магнітопроводи насичуються за достатньо великих значень первинних струмів. З цією метою серійно виготовляють трансформатори струму серії Д, що призначені для застосування в схемах диференційних захистів;

– застосовуючи трансформатори струму із збільшеним коефіцієнтом трансформації струму;

– застосовуючи трансформатори струму з вторинним номінальним струмом 1 А;

– зменшуючи навантаження на трансформатори струму. З цією метою можна збільшувати переріз проводів вторинних кіл;

– встановлюючи проміжні трансформатори струму.

Струм спрацювання диференційного захисту вибирають з двох умов:

– відведення від максимального струму в захисті за обривів у вторинних струмових колах $I_{с..з} = k_{від} \cdot I_{роб.макс}$.

Для підвищення чутливості диференційного захисту рекомендують застосовувати реле з проміжними швидконасичувальними трансформаторами типу РНТ або реле з гальмуванням типу ДЗТ.

Виконання диференційного захисту шин визначає схема первинних приєднань. Коли одна з систем шин робоча, а друга – резервна, то для ДЗШ застосовують один комплект диференційного захисту. Якщо ж дві системи шин працюють з фіксованою кількістю приєднань, то для їх захисту використовують три комплекти. Два комплекти захищають першу та другу системи шин. Третій комплект призначений для роботи, коли порушена фіксація приєднань. Струмова відсічка (неповний диференційний захист)

Струмову відсічку застосовують, переважно, для захисту шин 6–10 кВ. Це комбінована струмова відсічка з блокуванням за напругою.

На рис. 4.4 наведена схема струмової відсічки з блокуванням за напругою для захисту шин електростанції з генераторами потужністю більше ніж 12 МВт.

До реле струму КА1, КА2 підводять суму струмів тільки тих приєднань, від яких надходить живлення до системи шин (звідси назва – неповний диференційний захист).

Орган мінімальної напруги – реле KV1–KV3 мінімальної напруги, що контролюють напругу робочої та резервної секцій шин через трансформатори напруги TV1 та TV2.

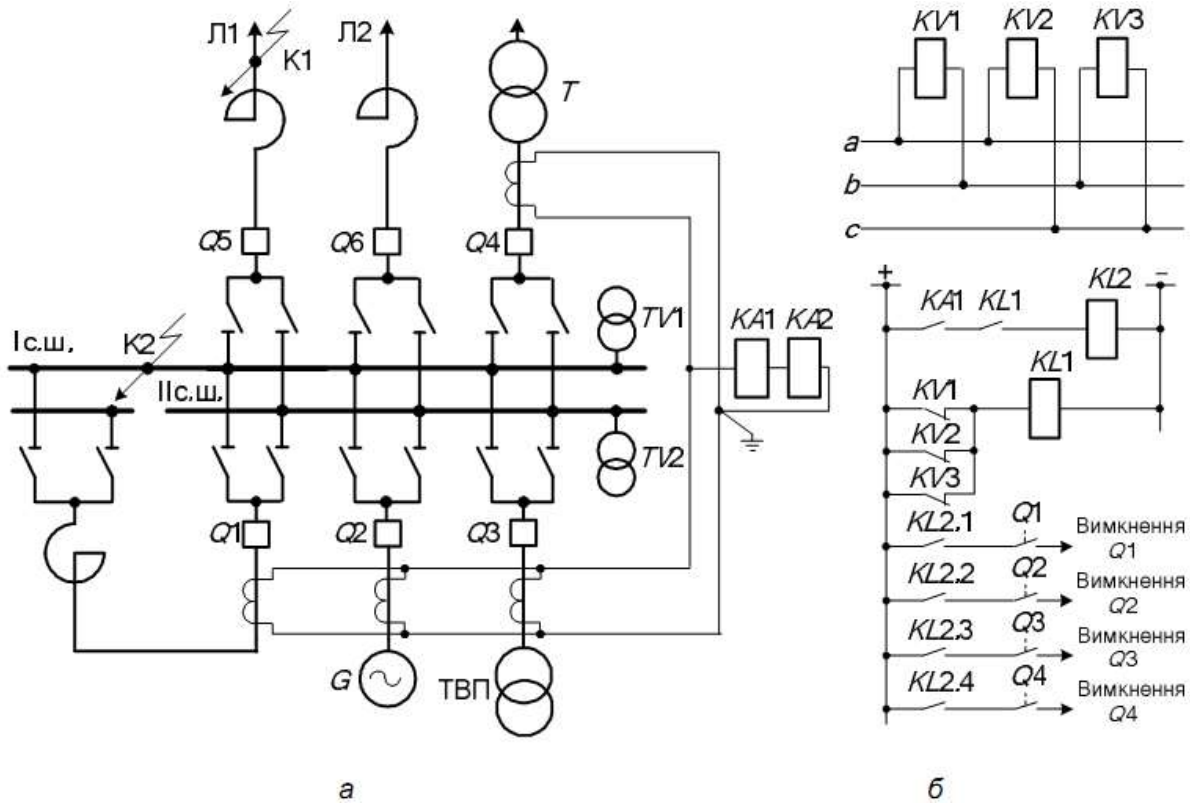

Рисунок 4.4. - Струмова відсічка (неповний диференційний захист шин: а – схема первинних з‘єднань; б – схема оперативних кіл

За короткого замикання на шинах (точка К2) спрацьовує реле струму КА1, а реле мінімальної напруги KV1–KV3 повертаються у вихідний стан та замикають свої контакти. Після повернення хоча б одного реле напруги подається живлення на проміжне реле KL1 (рис. 4.4, б), що спрацьовує і замикає контакт у колі живлення обмотки проміжного реле KL2. Реле KL2 спрацює та подіє на кола вимкнення вимикачів Q1, Q2, Q3 та Q4.

Контрольні питання

1. Які особливості дії захисту шин?
2. Чому для захисту шин необхідно застосовувати швидкодійні захисти?
3. Які принципи використовують для захисту шин?
4. Який принцип дії та особливості диференційного струмового захисту шин?

5. Наведіть способи зменшення струму небалансу, що протікає у вимірному органі диференційного захисту шин.
6. Які особливості виконання струмової відсічки шин.

Тема 5. ЗАХИСТ БАТАРЕЙ СТАТИЧНИХ КОНДЕНСАТОРІВ

Як відомо, батареї статичних конденсаторів (БСК), що їх використовують на підстанціях як засіб регулювання та компенсації перетоків реактивної потужності в мережі, складаються з окремих конденсаторів. БСК монтують за допомогою паралельно-послідовного з'єднання цих конденсаторів (рис. 5.1).

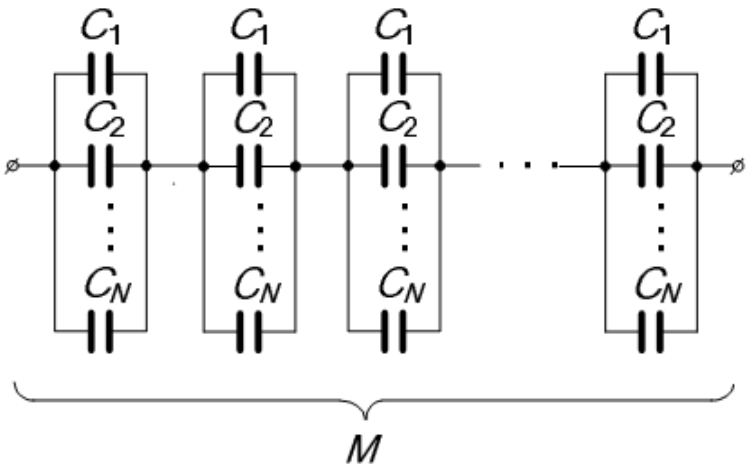

Рисунок 5.1. - Схема внутрішніх з'єднань БСК

Число N паралельно ввімкнених конденсаторів вибирають таким, щоб струмове навантаження на кожен з конденсаторів в ряді не перевищував номінального значення. Число M послідовно з'єднаних рядів конденсаторів вибирають за умови, щоб після виходу з ладу (коротке замикання) одного з N конденсаторів ряду напруга на решті (M-1) рядів не повинна перевищувати 110% номінальної.

У трифазних БСК окремі конденсатори з'єднують у зірку (рис. 5.2, а) або в трикутник (рис. 5.2, б).

Основною небезпекою для БСК є можливість виникнення лавинних пошкоджень. За виходу з ладу (к.з.) одного елемента Сі (рис. 5.1) до решти послідовно з'єднаних конденсаторів прикладається підвищена напруга. Це своєю чергою може призвести до пробою конденсатора з наступного ряду тощо.

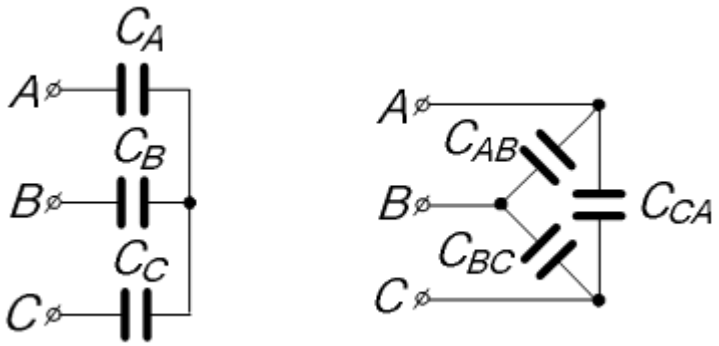

Рисунок 5.2. - Схеми з‘єднань БСК: а – у зірку; б – у трикутник

Для окремих конденсаторів пошкодження супроводжується розривами корпусів, в яких розташовані конденсатори. За таких розривів в атмосферу попадає діелектрик конденсаторів – імпрегнатор. На вітчизняних підстанціях, переважно, експлуатують конденсатори типу КСО та КСК, в яких імпрегнатором є трихлордифеніл. Продукти розкладу трихлордифенілу за дії високої температури електричної дуги є смертельними для людини. Крім того, цей імпрегнатор навіть за нормальних умов має канцерогенні властивості. Тому захист конденсаторів має важливе значення.

На БСК згідно з ПУЕ встановлюють такі захисти:

– від підвищення напруги;

– від міжфазних к.з.;

– від перевантаження;

– струмовий нульової послідовності від к.з. на землю;

– від несиметрії струмів фаз БСК;

– від підвищення напруги на окремому конденсаторі БСК.

Кожен конденсатор БСК складається з окремих секцій. Кожну секцію захищає запобіжник. Запобіжники разом із секціями розташовані в середині

корпусу конденсатора (рис. 5.3). Запобіжники спрацьовують за пробиття окремої секції конденсатора. Після цього результуюча ємність конденсатора зменшується.

За перегорання плавкої вставки запобіжника розкладається діелектрик (імпрегнатор) конденсатора, погіршуються його діелектричні властивості.

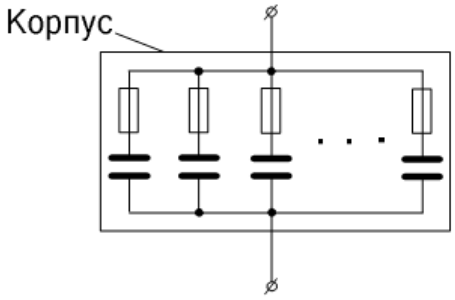

Рисунок 5.3. - Внутрішній захист запобіжниками секцій конденсатора

Для приєднання вимірних органів захистів трифазної БСК встановлюють трансформатори струму та трансформатори напруги (рис. 5.4).

Нижче розглянуто особливості виконання захистів БСК.

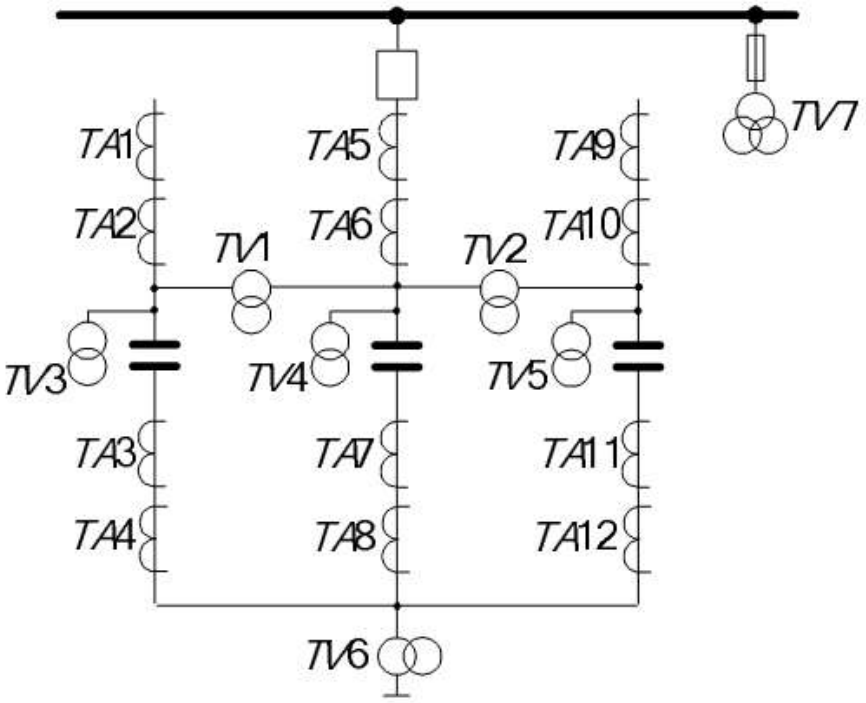

Рисунок 5.4. - Під’єднання трансформаторів напруги та трансформаторів струму для організації захисту БСК

Захист від підвищення напруги. Захист діє на вимкнення БСК від мережі за виникнення підвищення напруги.

Вимірний орган захисту від підвищення напруги приєднують до трансформатора напруги TV7, під'єднаного до шин, від яких живиться БСК підстанції. Вимірний орган захисту – реле максимальної напруги, увімкнуте до міжфазної вторинної напруги трансформатора TV7.

Захист має витримку часу 1–1,5 с для забезпечення селективності роботи – відведення від короткочасних підвищень напруги. Захист діє на вимкнення БСК від мережі.

Також необхідно вжити заходи, що запобігли б повторному увімкненню зарядженої БСК в роботу протягом 1–5 хв. після її вимкнення. Для цього вимкнута БСК розряджається через трансформатори напруги TV1, TV2. Вторинні обмотки цих трансформаторів напруги не використовують.

Поряд з захистом передбачено пристрій АПВ, що автоматично вмикає БСК після відновлення напруги на шинах підстанції.

Захист від міжфазних к.з. Захист діє на вимкнення БСК від мережі за виникнення в БСК міжфазних к.з. Для БСК напругою до 1000 В цей захист виконують запобіжниками.

Номінальний струм плавкої вставки запобіжника вибирають з умови відведення від струму перехідного процесу, що виникає за увімкнення БСК до напруги живлення $I_{\text{с.з}} \geq k_{\text{від}} \cdot I_{\text{БСК.ном}}$.

У мережах напругою більше ніж 1000 В захист БСК від міжфазних к.з. виконують запобіжниками або струмовою відсічкою. Застосовують двофазну дворелейну струмову відсічку. Вимірні органи струмової відсічки – максимальні реле струму приєднують до трансформаторів струму, наприклад, TA1 та TA9 (рис. 5.4).

Якщо струмова відсічка нечутлива, для захисту БСК від міжфазних к.з. застосовують поздовжній диференційний захист. Вимірні органи диференційного захисту вмикають на різницю струмів плечей захисту – до

вторинних обмоток трансформаторів струму ТА2, ТА3; ТА6, ТА7 ; ТА10, ТА11 (рис. 5.4).

Захист від перевантажень. Захист встановлюють для БСК, коли можливе перевантаження батареї струмами вищих гармонічних складових – за роботи БСК паралельно з потужними перетворювачами. Захист діє на вимкнення БСК від мережі.

Захист діє на вимкнення БСК від мережі з витримкою часу 9 с.

Захист від несиметрії струмів у фазах БСК. Захист діє за несиметрії струмів фаз БСК. Вимірним органом захисту є реле струму оберненої послідовності. Первинний струм спрацювання захисту вибирають з умови: $I_{\text{с.з}} \geq k_{\text{від}} \cdot I_{\text{БСК.ном}}$.

Захист діє з витримкою часу на вимкнення БСК від мережі.

Захист від підвищення напруги на одному конденсаторі БСК. Захист реагує на напругу зміщення нейтралі БСК відносно землі (для БСК з ізольованою нейтраллю). Зміщення нейтралі контролюють вимірним органом, приєднаним до трансформатора напруги TV6 (рис. 5.4), або до схеми розімкненого трикутника, утвореної послідовно з‘єднаними вторинними обмотками трансформаторів напруги TV3, TV4, TV5 (рис. 5.4).

Контрольні питання

1. Чому пошкоджену БСК необхідно негайно вимикати від мережі?
2. Які захисти встановлюють для БСК?
3. Які призначення та виконання захисту БСК від міжфазних к.з.?
4. Коли для БСК встановлюють захист від перевантажень?
5. Який вимірний орган застосовують для захисту БСК від несиметрії струмів в її фазах?
6. Як виконують захист БСК від підвищення напруги живлення?

Тема 6.« АВТОМАТИКА МЕРЕЖ»

План

6.1. Автоматичне частотне розвантаження.

6.2. Автоматичне керування технічними засобами секціонування та резервування.

6.1. Автоматичне частотне розвантаження

Частота поряд із напругою є основним параметром, що визначає якість електроенергії. Відхилення частоти відбивається на роботі споживачів. Зі зниженням частоти зменшується швидкість обертання електродвигунів і відповідно зменшується продуктивність механізмів. На ряді підприємств зміна частоти може призвести до порушення технології виробництва та до браку. Згідно з ПТЕ, частота не повинна відхилятися від номінального значення більше ніж на ±0,2 Гц. Регулювання частоти виконується або вручну, або автоматично за допомогою регуляторів. Поки генератори завантажені не повністю а, отже, в енергосистемі є резерв активної потужності, регулятори частоти і швидкості будуть підтримувати заданий рівень частоти. Після того, як резерви обертових агрегатів будуть вичерпані, дефіцит активної потужності, викликаний вимкненням частини генераторів або ввімкненням нових споживачів, призведе до зниження частоти в енергосистемі. Зниження частоти тягне за собою зниження продуктивності механізмів В.П. станцій, різко зменшується наявна потужність теплових електростанцій, що тягне за собою подальше зниження частоти в енергосистемі ("лавина частоти").

При відсутності обертального резерву єдино можливим способом відновлення частоти є вимкнення частини найменш відповідальних споживачів. Це і здійснюється за допомогою спеціальних пристроїв - автоматів частотного розвантаження, що спрацьовують при небезпечному зниженні частоти.

Пристрої АЧР, які використовуються для ліквідації аварійного дефіциту активної потужності в енергосистемах, поділяються на три категорії: АЧР I, АЧР II, додаткові АЧР. АЧР I - швидкодіюча з уставками спрацьовування від 47-48 до 46-46,5 Гц, tср≥0,1-0,3 с. Призначення цієї категорії - не допускати глибокого зниження частоти в перший момент розвитку аварії. Уставки АЧР I відрізняються одна від одної на 0,1 Гц. Вимкнення відбуваються по черзі через 0,1 Гц. До АЧР I під'єднується приблизно 78-80% від загального навантаження, під'єднаного до АЧР I і АЧР II.

Друга категорія - АЧР II призначена для відновлення частоти до нормального значення у випадку, якщо вона довго залишається зниженою або, як кажуть, "зависає" на рівні 48 Гц і працює після від'єднання частини споживачів від АЧР I.

Уставки АЧР II приймають однаковими на 0,5 Гц вище верхньої межі АЧР I - 47,5-48,5 Гц. Витримки часу АЧР II відрізняються одна від одної на 5 с і приймаються такими, що дорівнюють 19-20 с. До АЧР II під'єднується 20-25% загального навантаження.

Крім того, в експлуатації застосовується також і так звана додаткова група АЧР, яка призначена для здійснення місцевого розвантаження при виникненні великого дефіциту активної потужності.

Для прискорення відновлення живлення споживачів від'єднаних АЧР застосовується спеціальна автоматика АПВ після АЧР, тобто ЧАПВ.

6.2. Автоматичне керування технічними засобами секціонування та резервування

Вибір шляхів та засобів підвищення надійності електропостачання залежить від категорійності споживачів, наявності джерел резервування, схеми електричної мережі і проводиться у кожному конкретному випадку на підставі техніко-економічних розрахунків.

До основних способів та засобів забезпечення необхідної надійності

СЕП відносяться (рис. 6.1):

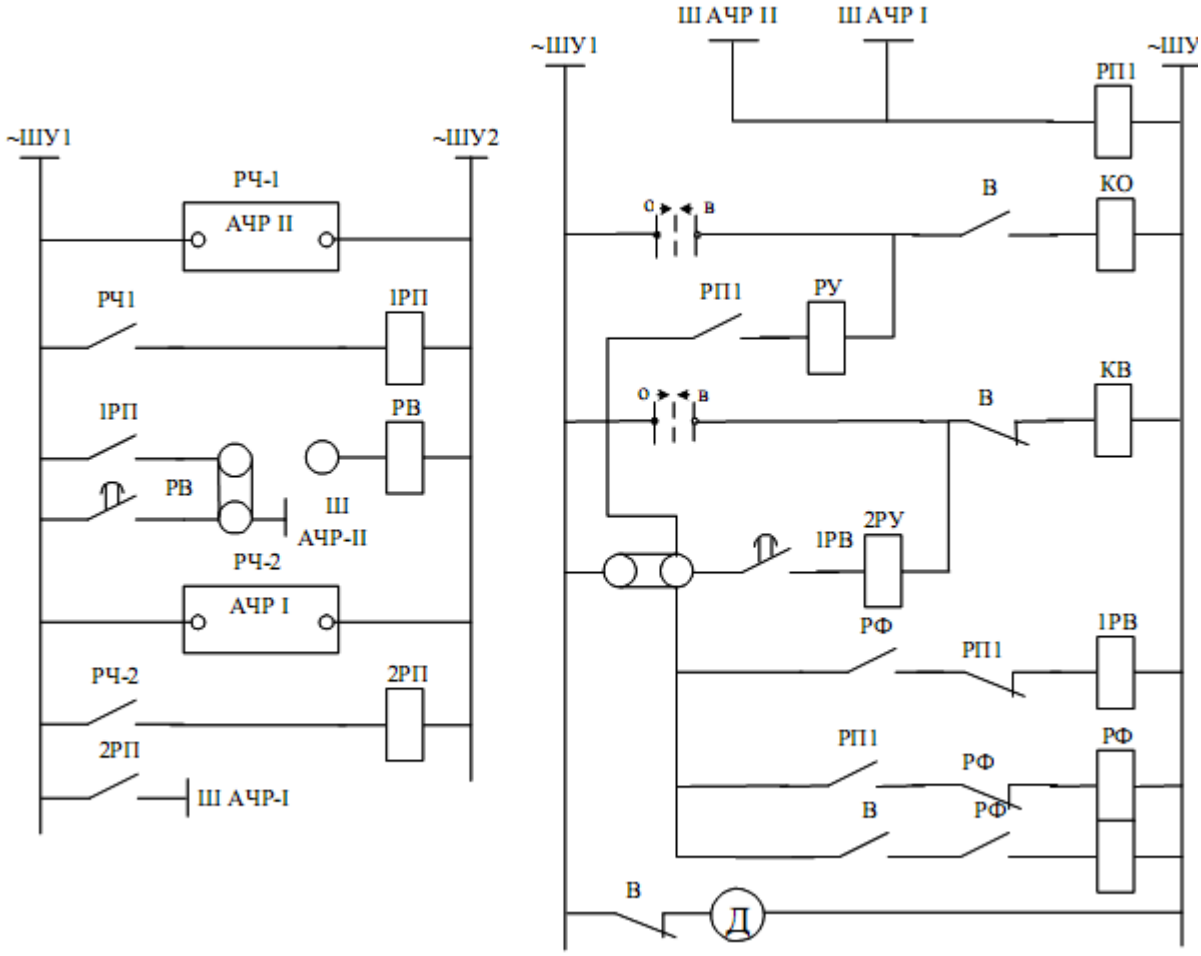

Рисунок 6.1. – Схема АЧР.

- вибір відповідної ***„конструкції” (структури)*** системи електропостачання (вибір конфігурації мереж: магістральні, радіальні, кільцеві, петльові, двопромінні, двох- або одноланцюгові та інші; застосування центральних та проміжних розподільчих пристроїв та прохідних ТП-10/0,4 кВ з метою скорочення довжини розподільчих ліній; визначення оптимального радіусу мереж 10 кВ; розширення підстанцій 35 – 110 кВ);

- підвищення надійності та ***технічних показників*** електрообладнання, яке застосовується у схемі електропостачання: вибір обладнання відповідного ступеню захисту, кліматичного виконання та категорії

розміщення; застосування нового обладнання з високим ступенем надійності та малими витратами на обслуговування;

- ***резервування*** системи, яке забезпечує можливість передачі електричної енергії від інших джерел: живлення по двом взаєморезервованим повітряним лініям 10 (6) кВ; використання кабелю в якості однієї із резервних ліній; живлення по ПЛ і від ДЕС; двостороннє живлення підстанцій 35/10 (6); 110/35/10 (6) кВ; установка двох трансформаторів на РТП 35 – 110 кВ; кільцювання мереж 10 кВ;

- ***секціонування*** мереж, що дозволяє скоротити кількість споживачів, які втрачають електропостачання при пошкодженнях; скорочує час для пошуку місць пошкоджень із-за зменшення довжини ділянок лінії, які відключаються; дозволяє скоротити основну зону дії захисту ліній на головних ділянках, тим самим підвищити її чутливість та інше;

- застосування ***засобів автоматичного контролю та управління*** : використання АПВ і АВР у схемах електропостачання; застосування систем телеуправління, телесигналізації, телеконтролю та телевимірювання; застосування пристроїв визначення відстані до місця к. з., нових пристроїв релейного захисту і автоматики;

- ***організація експлуатації систем електропостачання,*** до чого можна віднести: вибір раціональної кількості ОВБ; вибір оптимальних строків випробування електрообладнання СЕП; вибір оптимальних режимів роботи мереж; оптимізація процесу відновлення електропостачання.

Методика вибору засобів секціонування та резервування

Одним із ефективних способів підвищення надійності розподільчих мереж є автоматичне секціонування, мережеве або місцеве резервування, а також сумісне їх використання. При цьому, вибір способів забезпечення норм надійності залежить від довжини ділянки живлячої лінії, яка відключається, $l_{вд}$, а також від її загальної довжини (тобто з урахуванням довжини усіх відгалужень). Максимально допустима довжина цих ділянок,

при якої може бути забезпечена норма надійності, визначається за виразом:

$$l_{вд} = \frac{\theta_{евн}}{\alpha_{жі}},$$

де $\theta_{евн}$ - нормована еквівалентна тривалість відключення, год/рік;

$\alpha_{жі}$ - питома еквівалентна тривалість відключення, год/(рік·км).

Нормовані значення максимальних допустимих довжин ділянок ліній різного класу напруги та конфігурації наведені у таблиці 6.1 (при живленні від шин двохтрансформаторних підстанцій).

Таблиця 6.1 – Значення довжин ліній, при яких забезпечується норма надійності

Клас напруги та конфігурація	Максимально допустима довжина лінії $l_{вд}$, км
1. Одноланцюгова живляча лінія 110 кВ	37,5
2. Дволанцюгова живляча лінія 110 кВ	93,8
3. Одноланцюгова живляча лінія 35 кВ	21,5
4. Дволанцюгова живляча лінія 35 кВ	53,6
5. Розподільча повітряна лінія 10 кВ	16,7
6. Повітряна лінія 0,38 кВ	3,5

Автоматичне секціонування дозволяє значно підвищити надійність розподільчих мереж за рахунок автоматичного обмеження зони відключення, завдяки чому зберігається подача енергії споживачам на непошкоджених ділянках. При секціонуванні підвищується надійність споживачів, які розташовані до точки встановлення секціонуючого апарату.

Відрізняють ***паралельне, послідовне*** та ***змішане*** секціонування. Засобами секціонування можуть бути високовольтні вимикачі, відокремлювачі (в тому числі елегазові) в мережах 35 і 110 кВ, роз’єднувачі(для неавтоматичного секціонування), чарунки К-37, КРЗ, КППЗ.

При вирішенні питань секціонування електричних мереж може виникнути три випадки:

1) довжина розподільчої лінії з урахуванням усіх відгалужень $l_{p\Sigma}$ уміщується по величині еквівалентної тривалості відключення $\theta_{ев}$ в норму, тобто $l_{p\Sigma} \leq l_{вд}$;

2) довжина розподільчої лінії з урахуванням усіх відгалужень $l_{p\Sigma}$ (при $\theta_{ж} = 0$ та $\theta_{РТП} = 0$) більше допустимої $l_{p\Sigma} > l_{вд}$, а відстань від центру живлення до найбільш віддалених точок радіальних ліній не перевищує нормативну довжину $l_{вд}$;

3) загальна протяжність розподільчої лінії (тобто з урахуванням усіх відгалужень) більше допустимої $l_{p\Sigma} > l_{вд}$, і відстань по магістралі від центру живлення до найбільш віддалених точок радіальних ліній також перевищує допустиму довжину $l_{вд}$.

У першому випадку норма надійності у споживачів забезпечується без будь-яких додаткових заходів по підвищенню надійності у споживачів.

У другому випадку норма надійності може бути забезпечена автоматичним секціонуванням як великих відгалужень, так і магістральної ділянки. Секціонування повинно бути здійснено апаратом, який відповідає технічним вимогам та має мінімальні витрати.

У третьому випадку для забезпечення норм надійності необхідно застосування автоматичного секціонування у складі з мережевим або місцевим резервуванням. Вид резервування вибирають на підставі техніко-економічних розрахунків.

Вибір секціонуючих апаратів здійснюється по порівнянню ***ефекту секціонування*** E_c і витрат на секціонуючу установку $З_c$. У зв'язку з тим, що при проектуванні лінії відсутні докладні дані про характер споживачів, кількість та тривалість аварій, але відомі потужності трансформаторів і довжини ділянок, ефект секціонування визначається за формулою:

$$E_c = S_{pi} \cdot \frac{T_{max}}{8760} \cdot \alpha_{PM} \cdot l_{p\Sigma} \cdot y_o \cdot \cos\varphi_c ,$$

де S_{pi} - розрахункова потужність трансформаторів до і-тої точки секціонування, кВА;

T_{max} - число годин використання максимальної потужності навантаження, год;

α_{PM} - питома еквівалентна тривалість відключення розподільчих мереж, год/(рік·км); таблиця 6.1;

$l_{p\Sigma}$ - сумарна довжина лінії за точкою секціонування (з урахуванням відгалужень), км;

y_o - питомий збиток від перерв в електропостачанні, грн/кВт·год;

$\cos\varphi_c$ - середньозважений коефіцієнт потужності.

Установка секціонування раціональна, якщо виконується умова:

$$E_c > З_c$$

Обґрунтування автоматичного секціонування живлячих ліній ведеться аналогічно.

Розрахунок необхідної кількості засобів секціонування та резервування

Резервування електричних мереж - це дієвий спосіб підвищення надійності електропостачання. Існують наступні види автоматичного резервування:

1) **повне мережеве резервування** – це коли у випадку зникання напруги споживачі повністю отримують електричну енергію від незалежного мережевого центра живлення. Такий вид резервування застосовується, коли надійність основного центру живлення (ЦЖ) відносно низька, наприклад, при установці одного трансформатору на підстанціях 35/10, 110/35/10 кВ або живлення цих підстанцій здійснюється по одній лінії. Цей вид резервування дозволяє забезпечити електроенергією усіх споживачів, які приєднані до цієї

лінії;

2) **часткове мережеве резервування** - коли для забезпечення необхідної надійності відключається деяка частина мережі. В цьому випадку на лінії повинен бути встановлений секційний апарат. Споживачі, які живляться від ділянок, розташованих до секційного апарату, при пошкодженні лінії залишаються без електроенергії на час ремонту пошкодженої ділянки. Споживачі, які знаходяться за секційним апаратом, забезпечуються енергією без резервного центру живлення. Використання такого способу резервування дозволяє скоротити витрати на спорудження резервної лінії, так як розрахункове навантаження післяаварійного режиму визначається тільки частиною споживачів цієї лінії;

3) **місцеве резервування** – це коли електропостачання споживачів при пошкодженні здійснюється від незалежного резервного джерела живлення (ДЕС). Такий вид резервування здійснюється для живлення відповідальних споживачів.

Для споживачів першої категорії вибір того чи іншого способу резервування виконується по мінімуму приведених витрат на резервування $З_р$:

$$З_р = Е_н К_р + И_р,$$

де $Е_н$ - нормований коефіцієнт ефективності;

$К_р$ - капітальні витрати на резервування, грн;

$И_р$ - щорічні витрати на резервування (амортизаційні та експлуатаційні), грн.

При мережевому резервуванні:

$$К_р = К_0 l_{пер} + К_{авр};$$

$$И_р = И_0 l_{пер} + И_{авр},$$

де $К_0, К_{авр}$ - капітальні вкладення на 1 км перемички та АВР відповідно,

грн;

$И_0, И_{авр}$ - витрати на амортизацію і експлуатацію 1 км перемички та на АВР відповідно, грн;

$l_{пер}$ - довжина перемички, км.

Для споживачів 2 і 3-ї категорій, еквівалентна тривалість відключень яких уміщується в норму, мережеве або місцеве резервування вибирається на підставі порівняння ефекту резервування E_p та витрат на резервування:

$$E_p \geq З_p$$

Ефект резервування E_p може бути визначений як:

$$E_p = P_p \cdot \frac{T_{max}}{8760}(\vartheta_a \cdot y_a + \vartheta_n \cdot y_n)l_p,$$

де P_p - середнє навантаження лінії при резервуванні, кВт;

ϑ_a, ϑ_n - питома еквівалентна тривалість аварійних та планових відключень відповідно, год/км;

y_a, y_n - питомий збиток на недодання електроенергії від аварійних та планових відключень відповідно, грн/(кВт·год);

l_p - довжина лінії, що резервується, з урахуванням відгалужень, км.

При одночасному резервуванні та секціонуванні ліній ефект мережевого резервування визначається за виразом:

$$E_{p-c} > (N-1)З_{p-c} + З_{пер},$$

де N - кількість секціонуючих ділянок лінії;

$З_{p-c}$ - сумарні витрати на секціонуючі пункти та пункти АВР, грн;

$З_{пер}$ - витрати на побудову перемички, грн:

$$З_{p-c} = E_н(K_{авр} + K_c) + И_c + И_{авр})$$

Оптимальна кількість секціонуючих пристроїв $n_{опт}$ на одну лінію

може бути визначена за формулою [4]:

$$n_{опт} = \sqrt{\frac{Y_{\Delta W}}{2p_в \cdot K_c}} - 1,$$

де $Y_{\Delta W}$ - збиток від недодання електричної енергії при аварійних та планових відключеннях несекціонованої лінії, грн;

$p_в$ - сумарні відрахування (експлуатація та амортизація), %;

K_c - капітальні вкладення на один секціонуючий пристрій, грн.

Ефект місцевого резервування при використанні ДЕС розраховується за формулою:

$$E_{ДЕС} = S_{рл} \cdot \frac{T_{max}}{8760} \cdot \theta_{ев} \cdot y_o \cdot \cos\varphi_c,$$

де $S_{рл}$ - розрахункова потужність лінії, кВА;

$\theta_{ев}$ - еквівалентна тривалість відключення, год.

Для мережевого резервування живлячих ліній ефект резервування повинний бути визначений як зниження збитку схеми:

$$E_p = Y_{нр} - Y_p,$$

де $Y_{нр}, Y_p$ - збиток від недодання електроенергії схемами до і після резервування відповідно, грн.

Значення збитку як до, так і після резервування визначається із використанням формул. Для даного випадку значення збитків можна розрахувати за виразами:

$$Y_{нр} = \frac{T_{max}}{8760} \cdot y_o \cdot \sum_{i=1}^{n} P_{ні}\theta_{невi};$$

$$Y_p = \frac{T_{max}}{8760} \cdot y_o \cdot \sum_{j=1}^{k} P_{pj}\theta_{ревj},$$

де y_o - питомий збиток від недодання електроенергії споживачам, грн/кВт·год;

$P_{ні}$, P_{pj} - розрахункові навантаження і-ої або j-ої ділянки нерезервованої та

резервованої мереж відповідно, кВт;

$\theta_{невi}, \theta_{ревj}$ - еквівалентна тривалість відключення і-го або j-го елементу нерезервованої і резервованої мережі відповідно, год.

Наслідком вище викладеного є те, що вибір способу, кількості і місць встановлення апаратів, які забезпечують нормативи надійності, залежить від категорійності споживачів, схеми підстанцій 35-110/10 кВ (одно- або двотрансформаторні, з одно- або двостороннім живленням), сумарної довжини розподільчої лінії $l_{p\Sigma}$ та її розрахункового навантаження.

Рекомендації щодо вибору способу забезпечення норми надійності в мережі 10 кВ при відомій структурі живлячої мережі 35 – 110 кВ наведені в таблиці 6.2.

Приблизне місце розташування пристроїв автоматичного секціонування вибирають між точками, одна з яких поділяє лінію (ділянки лінії) на рівні частини по сумарній довжині, а друга – на рівні частини по навантаженню.

В усіх випадках лінійні роз’єднувачі 10 кВ встановлюють на магістралі для обмеження довжини ділянки лінії по 3,5 км (з урахуванням відгалужень) та на кожному відгалуженні при його довжині більше 2,5 км.

Раціональна організація експлуатації електроустановок – ефективний спосіб підвищення надійності систем електропостачання. Організація експлуатації включає рішення багатьох складних задач:

- організацію системи збирання та обробки інформації про показники надійності електропостачання елементів систем (річна кількість перерв, їхня тривалість та інше);

Таблиця 6.2– Способи забезпечення норми надійності в мережах 10 кВ при відомій схемі живлячої мережі 35-110 кВ

Кількість ліній 35 (110) кВ	Кількість трансформаторів на РТП 35 (110)/10 кВ							
	Один				Два			
	Довжина відключаючої ділянки живлячої лінії $l_{ж}$ та загальна дов-жина лінії (з урахуванням відгалужень) $l_{ж\Sigma}$	Допустима довжина ділянки ПЛ-10 кВ, яка за безпечує норму надійності без резервування і секціонуванння $l_{вд}$, км	Довжина розподільчої лінії $l_{р\Sigma}$, км	Способи забезпечення норми надійності в розподільчих лініях 10 кВ	Довжина відключаючої ділянки живлячої лінії $l_{ж}$ та загальна довжина лінії (з урахуванням відгалужень) $l_{ж\Sigma}$	Допустима довжина ділянки ПЛ-10 кВ, яка забезпечує норму надійності без резервування і секціонуванння $l_{вд}$, км	Довжина розподільчої лінії $l_{р\Sigma}$, км	Способи забезпечення норми надійності в розподільчих лініях 10 кВ
Одна	$l_{ж} > 21{,}5(37{,}5)$ $l_{ж\Sigma} > 21{,}5(37{,}5)$	0	$\leq 16{,}7$	Резервування від підстанції з незале-жним джерелом жив-лення по лінії 10 кВ	$l_{ж} > 21{,}5(37{,}5)$ $l_{ж\Sigma} > 21{,}5(37{,}5)$	0	$\leq 16{,}7$	Резервування від підстанції з не зале-ж-ним джерелом живлення по лінії 10 кВ
			$> 16{,}7$	Секціонування і резе--вування від підстанції з незалежним живленням			$> 16{,}7$	Секціонування і резервування від підстанції з незалежним живленням
	$l_{ж} > 21{,}5(37{,}5)$ або $l_{ж} \leq 21{,}5(37{,}5)$, а $l_{ж\Sigma} \leq 21{,}5(37{,}5)$	0	$\leq l_{доп}$	Резервування без секціонування	$l_{ж} > 21{,}5(37{,}5)$ $l_{ж\Sigma} < 21{,}5(37{,}5)$	0	$\leq l_{доп}$	Резервування без секціонування
							$> l_{доп}$	Секціонування та резервування
			$> l_{доп}$	Секціонування та резервування	$l_{ж} < 21{,}5(37{,}5)$ $l_{ж\Sigma} < 21{,}5(37{,}5)$	$l_{доп} = f(l_{ж})$	$\leq l_{доп}$	Немає необхідності у резервуванні і секціонуванні
							$> l_{доп}$, $l_{м} \leq l_{доп}$	Секціонування без резервування
							$> l_{доп}$, $l_{м} > l_{доп}$	Секціонування і резервування
Дві	0	0	$\leq 16{,}7$	Резервування без секціонування	0	16,7	$\leq l_{доп}$	Немає необхідності у резервуванні і секціонуванні
			$> 16{,}7$	Секціонування та резервування			$> 16{,}7$, $l_{м} \leq l_{доп}$	Секціонування без резервування
							$> 16{,}7$, $l_{м} > l_{доп}$	Секціонування і резервування

Примітки: $l_{доп}$ - довжина ділянки лінії 10 кВ, яку можна не секціонувати при резервуванні;

$l_{м}$ - довжина лінії 10 кВ від шин 10 кВ РТП до найбільш віддаленого споживача

- визначення розмірів збитків від перерв у електропостачанні споживачів;

- суворе дотримання обслуговуючим персоналом „Правил технічної експлуатації;

- вибір найкращих форм організації технічного обслуговування, поточного та капітального ремонтів, оперативного обслуговування;

- вибір оптимального варіанту розміщення обслуговуючого персоналу та машин при експлуатації мереж;

- визначення оптимальної кількості та тривалості планових відключень $\theta_{пв}$, що знижує кількість та тривалість аварійних відключень $\theta_{ав}$. Кореляційна залежність між цим показниками відображається таким емпіричним виразом:

$$\theta_{ав} = 30400 / \theta_{пв} - 48{,}5$$

Цей вираз справедливий при зміні $\theta_{пв}$ в межах від 9 до 500 годин;

- визначення оптимальної забезпеченості системи організації експлуатації ремонтно-виробничими базами (РВБ).

Кореляційна залежність між питомими витратами на РВБ $з_{РВБ}$ та рівнем надійності мереж описується виразом:

$$з_{РВБ} = (E_н + p_а) K_{РВБ} / V,$$

де V - об'єм обслуговування мереж, ум. од;

- визначення оптимальної оздобленості підприємств електричних мереж

машинами та механізмами, що виражається комплексним показником η:

$$\eta = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{n} P_i k_{вi} \cdot k_i \cdot \theta_{евi}}{\sum_{i=1}^{n} P_i k_{вi} \cdot k_i \cdot (1 - \theta_{сп})},$$

де P_i - встановлена потужність і-го споживача, кВт;

$k_{вi}$ - коефіцієнт використання встановленої потужності і-го споживача;

k_i - категорія і-го споживача;

$\theta_{еві}$ - еквівалентна тривалість відключень і-го споживача, год;

$\theta_{сп}$ - тривалість простою споживача за рік із-за відключення обладнання, яке не належить даній мережі, год.

- якісна підготовка інженерно-технічних працівників (ІТП) та робочих;

- забезпеченості оперативно-виїздних бригад радіозв'язком та приборами пошуку пошкоджень та інше.

Контрольні питання.

1. Які пристрої відносяться до автоматичних пристроїв нормального режиму?
2. Які пристрої відносяться до автоматичних пристроїв аварійного режиму?
3. Які пристрої відносяться до автоматичних пристроїв післяаварійного режиму?
4. Що таке секціонування ятерів?
5. Яким чином виконується секціонування ятерів?

Список використаних джерел

1. Релейний захист і автоматика: навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с.

2. Релейний захист і автоматика: навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2021. – Ч. 2. – 276 с.

3. Сокол Г. А Релейний захист електроенергетичних систем [Електронний ресурс] : підручник / Є. І. Сокол, Г. А. Сендерович, О. Г. Гриб, А. О. Запорожець, І О. Самойленко, В. В. Скопенко, І. Т. Карплюк, С .В. Швець, М. В. Черкашенко, О. Ю. Заковоротний, Н. С. Захаренко, Н. В Рудевич, Ю. Ф. Тесик, С. Ю. Пронзелева, В. Є. Кривонос, І. С. Ярова. – Харків: ФОП Бровін О.В., 2020. –306 с

4. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. –533 с.

5. Основи релейного захисту та автоматики, Гадай А., Луцьк, 2010.

6. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем: навчальний посібник. Ч. 2 / укл.: Д.П. Козярський, Е.В. Майструк, І.П. Козярський. Чернівці: Чернівецький нац. ун., 2019. 133 с.

7. Яндульський О. С., Дмитренко О. О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем: навч. посіб. Київ: НТУУ «КПІ», 2016. 102 с.

Кравченко Володимир Олексійович
Юрченко Олександр Юрійович
Сіренко Юлія Володимирівна
Тимошенко Григорій Андрійович

Релейний захист

МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ
щодо виконання самостійної роботи
(частина 2)

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

Підписано до друку: січень 2025 р. Формат А5: Гарнітура. Times New Roman.
Тираж:_____ примірників. Замовлення _____ Ум. друк. арк. ___3,45___