

Автоматизация та кібербезпека енергосистем

**РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ**



**Харків
2020**

Автоматизація та кібербезпека енергосистем

**РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ**

**Харків
2020**

Рецензенти:

М.Л. Лисиченко, д-р економ. наук, проф. (Харківський національний технічний університет сільського господарства ім. Петра Василенка);

В.Г. Ягуп, д-р техн. наук, проф. (Харківський національний університет міського господарства імені О.М. Бекетова)

Затверджено до друку вченою радою Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут» як підручник для студентів зі спеціальності електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(Протокол № 3 від 26.05.2020р.)

Автори:

Є. І. Сокол, Г. А. Сендерович, О.Г. Гриб, А. О. Запорожець, І. О. Самойленко, В. В. Скопенко, І. Т. Карпалюк, С. В. Швець, М. В. Черкашенко, О. Ю. Заковоротний, Н. С. Захаренко, Н. В. Рудевич, Ю. Ф. Тесик, С. Ю. Пронзалева, В. Є. Кривонос, І. С. Ярова

Сокол Є. І.

С59 Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник для студентів зі спеціальності електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Є. І. Сокол, Г. А. Сендерович, О.Г. Гриб та ін. – Харків: ФОП Бровін О.В., 2020. – 306 с.
ISBN 978-617-7912-25-4

Розглянута теорія та практика традиційних і мікропроцесорних релейних захистів для основних елементів систем виробництва й розподілу та електропостачання й електроспоживання електричної енергії. Підручник призначений для студентів вищих навчальних закладів спеціальності електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, що спеціалізуються в області релейного захисту електроенергетичних систем.

Іл.: 109 Табл.: 32. Бібліогр. наймен.: 105.

ISBN 978-617-7912-25-4

© Сокол Є. І., Сендерович Г. А., Гриб О. Г., Запорожець А. О., Самойленко І. О., Скопенко В. В., Карпалюк І. Т., Швець С. В., Черкашенко М. В., Заковоротний О. Ю., Захаренко Н. С., Рудевич Н. В., Тесик Ю. Ф., Пронзалева С. Ю., Кривонос В. Є., Ярова І.С., 2020

ЗМІСТ

Передмова	4
Вступ.....	6
1 Захист електроустановок енергоблоку.....	14
1.1 Пошкодження й ненормальні режими роботи енергоблоку	14
1.2 Традиційні захисти енергоблоку.....	19
1.3 Розрахунки струмів і напруги елементів енергоблоку	32
1.4 Вибір параметрів спрацьовування захистів	42
1.5 Мікропроцесорні захисти енергоблоку	56
Контрольні запитання.....	63
2 Захист шин і резервування відмов вимикачів	65
2.1 Загальні вимоги до захисту шин і резервування відмов вимикачів	65
2.2 Вибір уставок диференційного захисту шин	71
2.3 Мікропроцесорний захист шин	80
Контрольні запитання.....	82
3 Захист ліній електропередач	83
3.1 Загальні вимоги до захисту ліній	83
3.2 Триступінчастий дистанційний захист ліній	90
3.3 Захист від замикань на землю в мережі з великим струмом замикання.....	102
3.4 Захист кабельно-повітряних ліній.....	109
3.5 Захист фідера «лінія – трансформатор»	118
3.6 Мікропроцесорний захист ліній	120
Контрольні запитання.....	124
4 Захист трансформаторів	125
4.1 Загальні вимоги до захистів трансформаторів	125
4.2 Розрахунки струмів і напруги.....	126
4.3 Структурні схеми традиційних і цифрових захистів	135
4.4 Принципові схеми захистів.....	139
4.5 Захист трансформаторів типу ТРДН	144
4.6 Захист трансформатора власних потреб енергоблоку	155
4.7 Захист трансформаторів понижувальної підстанції.....	160
Контрольні запитання.....	174
5 Захист електроустановок систем електропостачання та електроспоживання	176
5.1 Класифікація систем електропостачання й електроспоживання	176
5.2 Вибір та розрахунок захистів електроустановок системи електропостачання	177
5.3 Вибір і розрахунок захистів електродвигунів.....	191
5.4 Вибір та розрахунок захистів в електроустановках до 1кВ	211
Контрольні запитання.....	242
6 Практикум з вирішення професійних задач	244
6.1 Проектувальні задачі з релейного захисту електроенергетичних систем.....	244

6.2 Експлуатаційні задачі з релейного захисту електроенергетичних систем.....	257
6.3 Науково-дослідні задачі з релейного захисту електроенергетичних систем.....	279
Контрольні запитання.....	294
Список прийнятих скорочень.....	297
Список літератури	299

ПЕРЕДМОВА

Підручник є доповненням до відомих видань авторів В. А. Андреева, М. А. Берковича, В. М. Вавина, Я. С. Гельфанда, А. М. Федосеева, М. А. Федосеева, Є. П. Фигурнова, М. В. Чернобровова, М. А. Шабада та інших науково-педагогічних працівників з питань релейного захисту елементів електроенергетичних систем, що призначено для очної, заочної та дистанційної форм навчання студентів електротехнічних, електроенергетичних та електромеханічних спеціальностей.

Відмінною особливістю змісту цього підручника є розкриття складних теоретичних питань функціонування релейного захисту крізь призму практичних реалізацій на конкретних прикладів розрахунків струмів, напруги та опорів при пошкодженнях та ненормальних режимах електроустановок, а потім параметри спрацьовування та чутливості захистів.

Основна мета підручника – активізувати пізнавальну діяльність особи, що навчається в галузі релейного захисту електроенергетичних систем шляхом вирішення багатої кількості чисельних прикладів розрахунків сучасних захистів елементів систем виробництва, передачі, розподілення та споживання електричної енергії.

До підручника включено також матеріал необхідний студентам для самостійної роботи над курсом, підготовки до практичних занять, виконання контрольних індивідуальних завдань та розрахунків курсових і дипломних проектах, заліків та іспитів.

При викладі матеріалу підручника спочатку розглядалась теорія виконання захистів, а потім їх реалізація на практиці, в том числі за допомогою мікропроцесорної техніки.

У розділах викладені обсяги традиційних та мікропроцесорних захистів, а також приведені їх сполучені, структурні та принципові схеми.

Метою розрахунків струмів та напруги є визначення параметрів пошкоджень і ненормальних режимів елементів системи, необхідних для вибору уставок захистів.

Дані приклади розрахунків струмів в генераторах при внутрішніх та зовнішніх коротких замиканнях для начального та сталого моментів часу, при асинхронному режимі та втраті збудження; напруга на виводах генераторів при трифазному короткому на стороні зв'язку енергоблока с системою у асинхронному режимі; розрахунки струмів короткого замикання та несинхронного автоматичного включення резерву в ланці резервного трансформатора власних потреб; розрахунки струмів та напруги прилеглих до енергоблоку мережі у місці несиметричного короткого замикання, у нейтралі і на нижчому боці трансформаторів.

Розрахунок захистів є необхідністю для визначення параметрів уставок, що забезпечують надійне спрацьовування при внутрішніх пошкодженнях та витримкою часу для захистів з відносною селективністю – при зовнішніх пошкодженнях (додатково), а також неспрацьовування при відсутності

пошкодження для захистів абсолютної селективності – при зовнішніх пошкодженнях.

Підручник написано на основі досвіду навчання студентів електротехнічних, електроенергетичних та електромеханічних спеціальностей в Національному технічному університеті «ХПІ».

ВСТУП

Електроенергетична система (ЕЕС) являє собою сукупність електроустановок (ЕУ) для виробництва, передачі, розподілу й споживання електроенергії, пов'язаних єдністю режиму й безперервністю процесу. Головні особливості ЕЕС:

а) у кожний момент часу вироблення електроенергії повинне строго відповідати її споживанню, що забезпечується безперервністю та взаємозв'язком процесів виробництва, розподілу й споживання електроенергії (із збільшенням споживання електричної потужності повинне збільшуватися її вироблення, й навпаки);

б) висока швидкість розповсюдження електромагнітних збурювань в ЕЕС, для ліквідації аварій, у яких повинні застосовуватися тільки автоматичні пристрої.

На рисунку 1 умовно зображений фрагмент ЕЕС, який складається з електричних станцій (ЕС) із блоками генератор (Г) - трансформатор (Т); підстанцій (ПС); транзитних ліній електропередачі (ЛЕП); ліній, що йдуть до споживачів (Л); трансформаторів, що знижують.

Надійна й безперебійна робота ЕЕС багато в чому залежить від методів і технічних засобів автоматики управління виробництвом, передачею, розподілом і споживанням електроенергії. Усі види автоматики поділяються на 3 великі групи.

Перша група – пристрої технологічної автоматики. Тут представлені пристрої місцевої автоматики (МА), яка виконує функції керування локальними процесами на об'єкті, не впливаючи на режими ЕЕС у цілому (наприклад, пуски електродвигунів, автоматичне вмикання резервних електродвигунів, дистанційне керування місцевим навантаженням, пристрої керування, контролю та сигналізації (ККС) та ін.

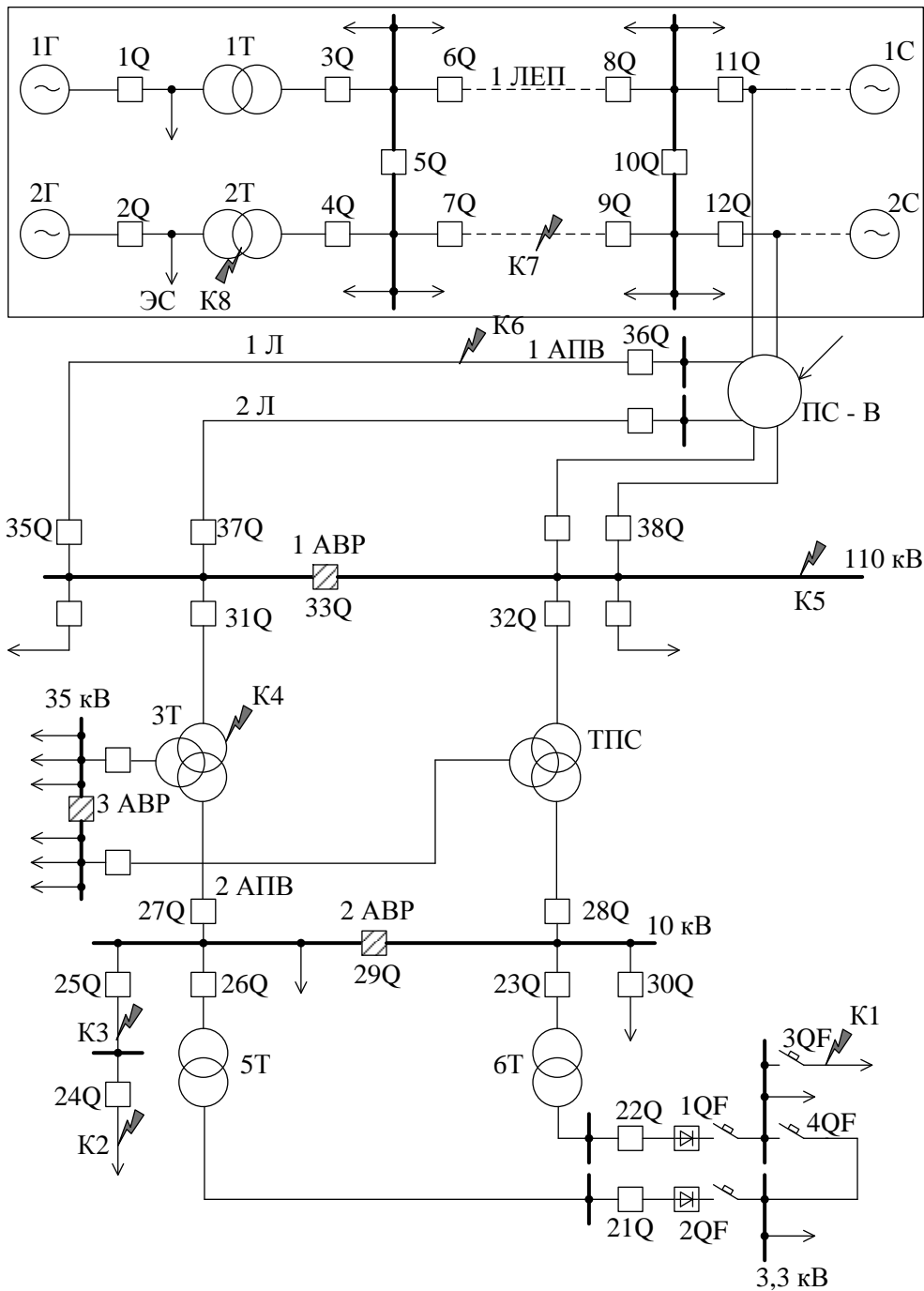


Рисунок 1 – Фрагмент електроенергетичної системи

Друга група – пристрої системної автоматики (СА). Тут представлені пристрої автоматики керування ЕЕС у нормальних та аварійних режимах. З метою скорочення дані пристрої об'єднані в назву «Релейний захист та автоматика (РЗА)», які призначені для автоматичного керування вихідним (нормальним) режимом ЕЕС, для автоматичної ліквідації ненормальних та аварійних режимів й автоматичного відновлення після аварійних чи доаварійних режимів ЕЕС. Однією із складових автоматики керування в аварійних режимах є пристрої релейного захисту (РЗ).

Третя група – пристрої протиаварійної автоматики (ПА), тобто автоматики недопущення порушень синхронної роботи ЕЕС чи ліквідації порушень її синхронної роботи, що виникли.

Релейний захист призначений для виявлення пошкоджених електроустановок й вимкнення їх за допомогою комутаційної апаратури від останньої непошкодженої частини ЕЕС.

Додатковим призначенням РЗ є виявлення (сигналізація) ненормальних режимів (наприклад, перевантаження, підвищення чи зниження напруги, замикання на землю, асинхронний хід та ін.).

Електричні схеми електроустановок ЕЕС можна умовно розділити на дві частини: «первинна» і «вторинна».

«Первинна» – це головна, високовольтна схема електричних з'єднань електроустановок.

«Вторинна» – це низьковольтна схема, яка служить для живлення й з'єднання між собою (за допомогою шин, кабелів, дротів) апаратів і пристроїв керування, автоматики, релейного захисту, сигналізації, вимірів, обліку та ін.

Нижче в тексті й на рисунку 2 наведена класифікація функцій пристроїв релейного захисту й автоматики, де позначено: Н.Р. – нормальний режим; Д.А. – доаварійний режим; А.Р. – аварійний режим; П.А – після аварійний режим:

АСГ – автоматична синхронізація генераторів.

СС – самосинхронізація генераторів.

ТС – точна синхронізація генераторів.

АСС – автоматична синхронізація систем (ліній, шин).

АРЗ – автоматичне регулювання збудження.

СК – струмове компаундування.

ЕМК – електромагнітний коректор.

ФК – фазове компаундування.

ГРЗ – групове регулювання збудження.

АРЧ – автоматичне регулювання частоти.

АРН – автоматичне регулювання напруги.

АРКТ – автоматичне регулювання коефіцієнта трансформації.

САРЧП – система автоматичного регулювання частоти й потужності.

АП – автоматика пуску електричних машин.

АЗ – автоматичне завантаження електрообладнання.

АР – автоматичне розвантаження електрообладнання.

РЗ – релейний захист.

ХС – хибні спрацьовування (дії) релейного захисту.

НС – надлишкові спрацьовування (дії) релейного захисту.

ПРВВ – пристрій резервування відмов вимикачів.

АПВ – автоматичне повторне вмикання.

АВР – автоматичне вмикання резерву.

АЗГ – автоматичне завантаження генераторів.

АРМ – автоматичне розвантаження мережі.

АЧР – автоматичне частотне розвантаження.

САВН – спеціальна автоматика вимкнення навантаження.
АЛАР – автоматика ліквідації асинхронного режиму.
АОПЧ – автоматика обмеження підвищення частоти.
АОПН – автоматика обмеження підвищення напруги.
АОЗЧ – автоматика обмеження зниження частоти.
АОЗН – автоматика обмеження зниження напруги.
ЧДА – частотна ділительна автоматика.
СДА – струмова ділительна автоматика.
АВВП – автоматика виділення власних потреб електростанцій.
ДЗМН – ділительний захист мінімальної напруги.

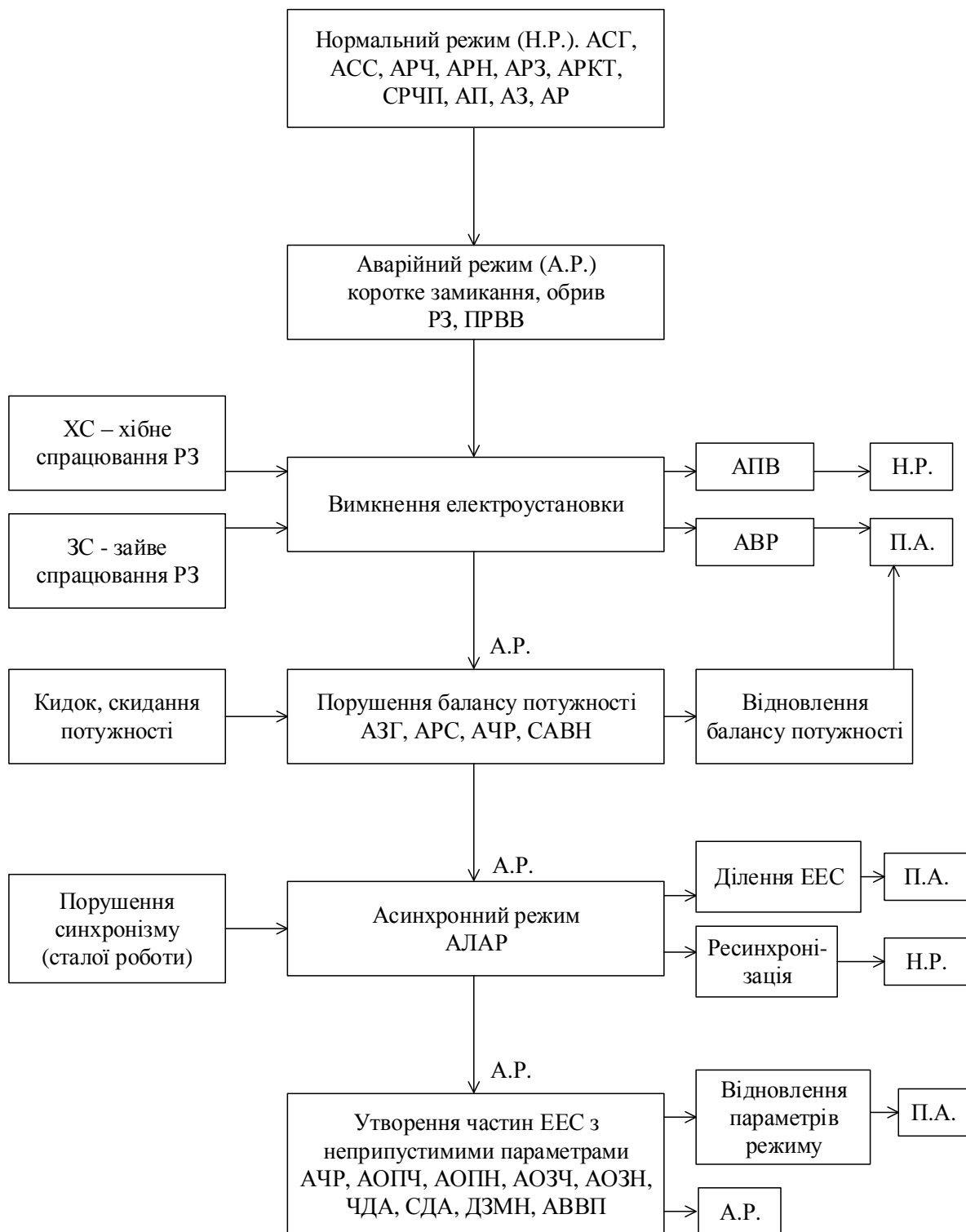


Рисунок 2 – Класифікація функцій пристроїв релейного захисту і автоматики

Також пристрої протиаварійної автоматики у свою чергу поділяються на три групи.

1 група: АЗГ, АРМ, САВН.

2 група: АЛАР.

3 група ПА: АОПН, АОПЧ, АОЗН, АОЗЧ, ЧДА, СДА, АВВП, ДЗМН.

На рисунку 2 у відповідних блоках позначені пристрої системної та протиаварійної автоматики.

Наприклад, у нормальному режимі функціонують автоматична синхронізація генераторів, автоматичне регулювання збудження, автоматичне регулювання частоти, автоматичне регулювання коефіцієнта трансформації, автоматика пуску електричних машин та ін.

В аварійному режимі при коротких замиканнях, обривах та ін. функціонують релейний захист і пристрій резервування відмов вимикачів, які вимикають електроустановки.

Вимкнення електроустановок може бути викликане внаслідок хибної або надлишкової дії релейного захисту.

Вимкнені електроустановки спроможні повернутися в нормальний (попередній) режим після успішного автоматичного повторного вмикання або в післяаварійний режим – успішною дією пристрою автоматичного вмикання резерву.

В іншому випадку в електроенергетичній системі виникає режим порушення балансу електричної потужності (також і при скиданнях, накиданнях потужності), в якому за відповідними алгоритмами повинні функціонувати автоматичне функціонування генераторів або автоматичне розвантаження мережі, автоматичне частотне розвантаження, спеціальна автоматика вимкнення навантаження.

При відновленні балансу електричної потужності електроенергетична система працює в післяаварійному режимі.

Якщо ні (а також при порушеннях синхронізму, стійкої роботи), то виникає асинхронний режим, у якому функціонують пристрої автоматики ліквідації асинхронного режиму з дією на ділення (перехід у післяаварійний режим) чи ресинхронізацію (перехід у попередній режим) електроенергетичної системи.

В аварійному режимі утворюються райони (частини) електроенергетичної системи з неприпустимими параметрами напруги й частоти, які відновлюються діями пристроїв автоматичного частотного розвантаження, автоматики обмеження підвищення чи зниження частоти, автоматики обмеження зниження чи підвищення напруги, частотної або струмової ділильної автоматики, ділильного захисту мінімальної напруги, автоматики виділення власних потреб електростанцій.

До числа пошкоджень електроустановок в трифазній системі відносяться: короткі замикання (КЗ) між трьома фазами; трифазні КЗ на землю; КЗ між двома фазами; двофазні КЗ на землю; однофазні КЗ на землю; замикання на землю; неповно фазному режими; замикання між витками обмоток ротора генераторів та ін.

Основними видами ненормальних або аномальних режимів роботи електроенергетичної системи є: надструми, обумовлені перевантаженнями чи зовнішніми КЗ; несиметричні режими; асинхронний хід і втрата збудження генераторів; несинхронні вмикання генераторів, трансформаторів та ін.

Захисти електроустановок виявляють пошкодження й ненормальні режими. Основні захисти від внутрішніх пошкоджень повинні забезпечувати швидке вимкнення пошкоджень.

Чим швидше відключається пошкодження, тим менше розміри шкоди.

Ближнє й далеке резервування необхідні через недосконалість засобів захисту й вимикачів, які призводять до відмов потрібного функціонування.

Відмови функціонування захистів можна розділити на:

- відмову спрацьовування, коли захист не спрацьовує при пошкодженнях і ненормальних режимах у межах зони, що захищається;
- надлишкове спрацьовування – захист спрацьовує при зовнішніх пошкодженнях і ненормальних режимах;
- хибне спрацьовування – захист спрацьовує за відсутності будь-яких пошкоджень і ненормальних режимів.

Повноцінне функціонування захистів забезпечується відповідними розрахунками уставок, що виконують спеціальні вимоги селективності, швидкодії й чутливості.

Якість захисту – це надійність неспрацьовування (вибірковість) у певних режимах, наприклад, при зовнішніх пошкодженнях, самозапущах електродвигунів та ін.

Швидкість дії релейного захисту визначається: параметрами електроустановки (призначення, напруга, струм, потужність та ін.); величинами термічної і динамічної стійкості, щоб за час дії захисту в електроустановці не сталися значні ушкодження, а також не порушилася стійка робота електричної системи, не знизилася напруга нижче допустимого та ін. Наприклад, швидкість дії релейного захисту контактної мережі залізничного транспорту повинна не допускати перепалу її дротів, з цієї точки зору допустимий час спрацьовування релейного захисту не повинен перевищувати $t_{\text{СР.ДОП}} = 0,2 - 0,3$ с. Тому для відвертання перепалу дротів контактної мережі відкритою дугою допускається застосування неселективного релейного захисту з подальшим виправленням її не селективності за рахунок використання АПВ, що дозволяє прискорюватися захисту до дії АПВ.

Селективність (вибірковість) – це найвища властивість релейного захисту визначати пошкодження електроустановок й відключати їх, а також видавати сигнал оперативному персоналу про виникнення ненормальних режимів.

Селективність поділяється на абсолютну й відносну.

Абсолютно селективні захисти діють тільки при пошкодженнях і ненормальних режимах у межах власної електроустановки.

Відносно селективні захисти спрацьовують при пошкодженнях і ненормальних режимах, як у зоні власної електроустановки, так і за її межами.

Чутливість (нормується коефіцієнтом чутливості $k_{\text{ч}}$) – здатність релейного захисту виявляти ті ушкодження, на які вона налаштована.

Зазвичай вибір уставок захисту виконується за умовами їх неспрацьовування в максимальних режимах нормальної або аварійної роботи електроустановки, де в місці установки захисту: I_{max} – найбільше значення

струму, U_{\min} – найменше значення напруги, Z_{\min} – найменше значення опору (чим ближче до захисту ушкодження, тим менше опору, що заміряється реле захисту Z_{P3}). Чутливість захисту перевіряється за умовами спрацьовування в мінімальних режимах нормальної або аварійної роботи електроустановки, де в місці установки: I_{\min} – найменше значення струму, U_{\max} – найбільше значення напруги, Z_{\max} – найбільше значення опору. Завершуються розрахунки захистів перевіркою на спрацьовування, тобто чутливості захистів, здатності реагувати на відповідні пошкодження й ненормальні режими роботи електроустановок.

1 ЗАХИСТ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК ЕНЕРГОБЛОКУ

1.1 Пошкодження й ненормальні режими роботи енергоблоку

Розглядається енергоблок «генератор-трансформатор-лінія» у відповідності з рисунком 1.1, що має 6 систем електричних захистів: захисти генератора G, блочного трансформатора T1, лінії зв'язку W1 трансформатора T1 із підстанцією системи S1, робочого трансформатора власних потреб T2, резервного трансформатора власних потреб T3, загальні захисти блоку.

Пошкодження супроводжуються значним збільшенням струму та глибоким зниженням напруги в елементах енергоблоку. Підвищений струм викликає зруйнування в місці пошкодження й небезпечний нагрів непошкоджених електроустановок. Найбільш розповсюдженими й небезпечними видами пошкоджень є короткі замикання. Зниження напруги порушує нормальну роботу власних потреб електростанції й стійкість паралельної роботи енергоблоків та енергосистеми в цілому. Ненормальні режими роботи призводять до відхилення величин напруги, струму й частоти від припустимих значень.

Одним із основних видів ненормальних режимів роботи є перевантаження, при котрих виникають струми, які переважають тривало допустимі значення. При цьому температура струмоведучих частин неприпустимо підвищується, самі вони можуть деформуватися, їхня ізоляція руйнується. Більшість пошкоджень генератора викликається порушенням ізоляції обмоток статора й ротора. Це зазвичай відбувається через старіння ізоляції, її зволоження, наявності в ній дефектів, а також у результаті підвищення напруги, перенапруги, механічних пошкоджень, наприклад, через вібрацію стержнів обмоток і сталі магнітопроводу.

До основних видів пошкоджень генераторів відносяться: між фазні короткі замикання в обмотці статора; виткові замикання обмотці статора; замикання на землю; подвійне замикання на землю, одна з точок якого знаходиться в обмотці статора, а друга на ошиновці генераторної напруги; замикання на землю в одній точці обмотки збудження; подвійні замикання на землю в ланцюгах збудження.

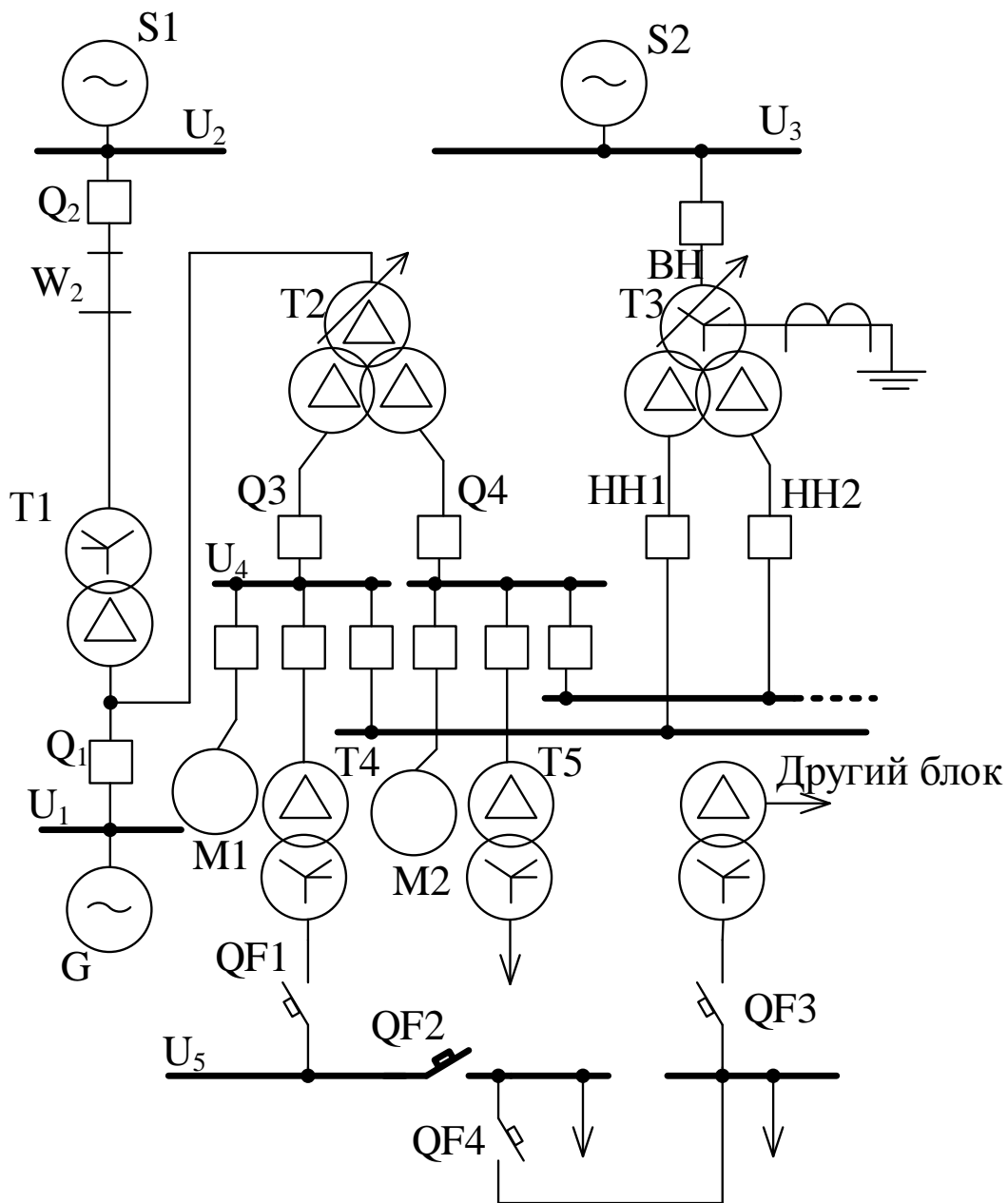


Рисунок 1.1 – Електроустаткування енергоблоку

Ненормальними режимами генератора вважаються: збільшення струму в статорі чи роторі понад номінальне значення; перевантаження статора струмами симетричного режиму; перевантаження ротора збільшеними струмами в обмотці збудження; не симетрія струмів статора; втрата збудження й підвищення напруги на статорі; асинхронний і руховий режими роботи генератора.

Струми при внутрішніх між фазних коротких замиканнях у потужних генераторах у кілька разів більше, ніж при коротких замиканнях на виводах генератора. Тому необхідно забезпечити швидке вимкнення внутрішніх пошкоджень і не припускати їх розвиток. Одним із найбільш можливих і небезпечних видів пошкодження генераторів, що призводять до великих руйнувань, є виткові замикання в обмотці статора, які характеризуються

великими струмами в місці пошкодження при незначній зміні струму в непошкодженій частині обмотки. Замикання між витками супроводжуються замиканням на землю і в більшості випадків виникають у результаті розвитку пошкодження, викликаного однофазним замиканням на землю. У цих випадках виткові замикання можуть бути ліквідовані або навіть запобіжні захистом від замикань на землю. До пошкоджень обмотки статора, які найбільш часто виникають, відносяться замикання на землю. У місці замикання зазвичай виникає дуга, яка може викликати значні руйнування сталі статора при великому струмі пошкодження. Для потужних генераторів небезпечний струм замикання на землю 2 А і більше, бо він може призводити до пошкоджень сталі статора навіть при швидкому відключенні генератора. Багатофазні короткі замикання в обмотці статора найбільш можливі при розвитку пошкодження, викликаного однофазним замиканням на землю. Однак можливі й між фазні короткі замикання без землі, які виникають у лобових частинах обмотки статора.

Пошкодження обмотки ротора виникають через порушення ізоляції й замикання обмотки ротора на корпус в одній точці чи двох точках. Замикання на корпус в одній точці обмотки ротора небезпечне, бо струм у місці замикання практично дорівнює нулю й нормальна робота генератора не порушується. Але при цьому підвищується можливість виникнення подвійного замикання на корпус у другій точці ланцюга збудження з подальшими тяжкими пошкодженнями. При подвійних замиканнях на землю частина витків обмотки ротора виявляється зашунтованою, опір ланцюга ротора при цьому зменшується і в ній з'являється підвищений струм. Цей струм перегріває обмотки ротора, викликає подальші руйнування в місці пошкодження й може викликати горіння ізоляції ротора. При цьому виді пошкодження різко порушується симетрія магнітного потоку в повітряному зазорі і як наслідок виникає не симетрія ЕРС і струмів у фазах статора, що може викликати сильну вібрацію й руйнування підшипників. Також струми, що протікають у місцях замикання, можуть викликати пошкодження обмотки й заліза ротора.

Причиною не симетрії можуть бути двофазні й однофазні короткі замикання поза генератором; обриви дротів ліній високої напруги, неповно фазні вимкнення чи включення вимикачів. Не симетрія супроводжується появою в обмотці статора струмів зворотної послідовності. Ці струми мають зворотне чергування фаз і створюють магнітний потік, який обертається відносно статора із синхронною швидкістю, але в протилежному напрямку у відношенні до ротора, який обертається. У результаті потік, створений цими струмами, перетинає корпус ротора з подвійною швидкістю. Він індукує в металевих частинах ротора (у бочці ротора) значні вихрові струми, які мають подвійну частоту, і створює додатковий, пульсуючий із подвійною частотою електромагнітний момент. Вихрові струми викликають підвищений нагрів ротора, а пульсуючий момент – вібрацію частини машини, яка обертається. Не симетрія струмів небезпечна для великих турбогенераторів. Із врахуванням термічних і механічних характеристик генератора допускається його тривала

робота з нерівністю (не симетрією) струмів за фазами, яка не перевищує 10%, за умови, що струм у фазах не перевищує $I_{ном.г}$. При виникненні несиметрії, яка перевищує 10%, необхідно вжити заходів до її усунення чи зменшення шляхом вимкнення несиметричних навантажень (ліній, АТ), розвантаженням генератора за активною й реактивною потужністю. Якщо зменшити несиметрію протягом 3-5 хвилин не вдається можливим, слід протягом цього часу генератор розвантажити й відключити від мережі.

Підвищення напруги на виводах обмотки статора може виникати при раптовому скиданні навантаження і після вимкнення з витримкою часу близьких зовнішніх КЗ, бо при цьому зникає магнітний потік реакції статора і збільшується частота обертання машини, яка розвантажилася.

Струм замикання на землю в одній точці мережі генераторної напруги супроводжується підвищенням напруги на непошкоджених фазах. Як і при замиканні на землю обмотки статора, струм замикання визначається ємнісними опорами фаз генератора, ошиновці й обмоток трансформаторів генераторної напруги і, як правило, не перевищує 5 А.

При втраті збудження генератор переходить в асинхронний режим, продовжуючи видавати активну потужність, отримує збудження від мережі. При цьому знижується до нуля гальмівний синхронний момент, частота обертання генератора збільшується й виникає ковзання 0,3-0,7%. Асинхронний режим виникає при втраті збудження, через вимкнення автомата гасіння поля (АГП) і з будь-якої іншої причини. Робота генератора в розглянутому режимі обмежується за часом і навантаженням.

До основних видів пошкоджень трансформаторів відносяться: виткові замикання; однофазні КЗ; пожежа трансформатора. При виткових замиканнях у будь-яких обмотці трансформатора струм у витках, що замкнулися, може в кілька разів перевищувати номінальний струм при незначній зміні струму в останній частині обмотки і в інших обмотках. У результаті виткових замикань вигорають витки, що замкнулися, і КЗ переходить в однофазне на землю чи в багатофазне. До виткових замикань відносяться також замикання між відпайками регулювальної обмотки. До внутрішніх однофазних КЗ відносять також пошкодження масло наповнених вводів. Найбільш можливі короткі замикання поблизу виводів (на початку обмотки) трансформаторів. При внутрішніх пошкодженнях трансформаторів, внаслідок наявності великого об'єму масла, велика можливість виникнення пожежі. Тому блочні трансформатори обладнуються установками автоматичного пожежогасіння, які запускаються за фактом роботи захисту від внутрішніх пошкоджень трансформатора.

До ненормальних режимів роботи трансформаторів відносяться: перевантаження; підвищення напруги; замикання на землю в ланцюзі обмоток нижчої напруги. Перевантаження зазвичай не супроводжуються значним зниженням напруги в мережі. Тому вимога до часу дії захисту від перевантаження визначається тільки нагрівом ізоляції обмоток. Найбільш часто виникають короточасні перевантаження, що самоліквідуються, безпечні для

трансформатора через їх нетривалість. Наприклад, перевантаження, викликані само запуском електродвигунів. Підвищення напруги виникає при односторонньому відключенні ліній із великою ємнісною провідністю. Підвищення напруги викликає збільшення магнітної індукції в магнітопроводі трансформатора, внаслідок чого відбувається зростання струму намагнічування й вихрових струмів. Ці струми нагрівають обмотку й сердцевину трансформатора, що може призвести до пошкодження ізоляції обмоток і «пожежі заліза» серцевини. Замикання на землю в ланцюзі обмоток нижчої напруги, з'єднаних у трикутник, є замиканням із малим струмом (у мережі з ізолюваною нейтраллю). небезпека даного замикання – це підвищення фазної напруги непошкоджених фаз у раз (до величини лінійного), що негативно впливає на фазну ізоляцію, може призвести до її пробію й переходу в подвійне коротке замикання на землю.

Основні ознаки ненормальних режимів роботи генератора.

Синхронні хитання: синхронні хитання струму I й напруги U на генераторі відбуваються біля середнього значення, близького за величиною до нормального (до появи хитань) значення; синхронні качання затухаючі; потужність не міняє свого знаку і зберігає середнє значення за період; не буває стійкої різниці частот у відповідних частинах системи.

Вихід генератора із синхронізму: хитання струму I , напруги U , активної P і реактивної потужності Q ; через нерівномірне прискорення і змінне магнітне поле генератор, який вийшов із синхронізму, виникає гуркіт. Даний режим викликається зовнішніми короткими замиканнями чи неполадками в системі автоматичного регулювання збудження.

Втрата збудження на генераторі: споживання генератором із мережі великої реактивної потужності Q , величина якої залежить від активної потужності P й напруги U в мережі; часткове скидання активної потужності P і її хитання; прискорення ротора і його обертання з ковзанням, струм ротора при цьому зникає або в роторі з'являється змінний струм із частотою ковзання; перевантаження генератора за струмом статора. Генератор може бути залишений у роботі й нести активне навантаження. Повинні бути відомі для цього допустима активна потужність P і тривалість роботи без збудження.

Асинхронний режим: стійкі періодичні коливання струму, напруги й потужності. Найбільші коливання напруги мають місце в точках, близьких до центру хитань, і по мірі віддалення від центру коливання напруги знижується до малопомітних величин; стійка різниця частот у відповідних частинах системи. Даний режим виникає в результаті порушення статичної й динамічної стійкості, несинхронного автоматичного повторного включення, втрати збудження потужними генераторами, перевантаження міжсистемних мереж за системною стійкістю, відмова вимикачів або захистів при коротких замиканнях.

Робота генератора в режимі двигуна: споживання активної потужності з мережі (порядку 1,0 – 1,5 %); напруга й реактивна потужність залишаються без змін. У цьому режимі генератор може працювати не більше 2-4 хвилин. Одна з причин: мимовільне включення вимикача генератора.

1.2 Традиційні захисти енергоблоку

Згідно Правил улаштування електроустановок для розглянутих енергоблоків повинні бути передбачені пристрої релейного захисту від наступних видів пошкоджень й ненормальних режимів роботи:

- о замикань на землю на боці генераторної напруги;
- о багатофазних замикань в обмотці статора генератора й на його виводах;
- о замикань між витками одної фази в обмотці статора генератора ;
- о багатофазних замикань в обмотках і на виводах трансформатора;
- о однофазних замикань на землю в обмотці трансформатора та на її виводах, приєднаних до мережі з великими струмами замикання на землю;
- о замикань між витками в обмотках трансформатора;
- о зовнішніх коротких замикань;
- о перевантаження генератора струмами зворотної послідовності ;
- о симетричного перевантаження обмотки статора генератора й обмоток трансформатора;
- о перевантаження обмотки ротора генератора струмом збудження ;
- о підвищення напруги на статорі генератора і трансформаторі блоку ;
- о замикань на землю обмотки ротора;
- о асинхронного режиму із втратою збудження ;
- о зниження рівня масла в баку трансформатора;
- о часткового пробою ізоляції вводів 500 кВ трансформаторів;
- о багатофазних замикань у лінії енергоблоку;
- о замикань на землю в лінії енергоблоку.

Відповідно до енергоблоків 300 МВт і вище «генератор – трансформатор – лінія» (див. рис. 1.1) розглядаються наступні традиційні захисти.

Диференційний фазний високочастотний захист (ДФВЧЗ): основний швидкодіючий захист від усіх видів пошкоджень на ошиновці ВН блоку. Перший комплект встановлюється на ПС, другий – на електростанції (ЕС).

Одноступінчастий дистанційний захист (ДСЗІ): резервний захист від багатофазних КЗ на лінії блоку, встановлюється на ПС.

Струмовий захист нульової послідовності (СЗНП): резервний захист від КЗ на землю в лінії блоку, встановлюється на ПС.

Струмова відсічення (СВ): основний захист від трифазних КЗ на лінії блоку, встановлюється на ПС.

Пристрій резервування відмови вимикачів розподільчого пристрою ВН (ПРВВН), встановлюється на ПС.

Захист шин ВН (ДЗШВН): основний захист від пошкоджень шин РУВН, встановлюється на ПС.

Дистанційний захист на обхідному вимикачі (ДСЗОВ): резервний захист від багатофазних КЗ на лінії блоку, встановлюється на обхідному вимикачі ПС.

Приймання й передача команд телеприскорення резервного захисту при КЗ на лінії. Виконується на апаратурі АНКА - АВПА.

Поздовжній диференційний захист блочного трансформатора (ПДЗТ): основний захист блочного трансформатора від між фазних і виткових замикань обмоток.

Газовий захист блочного трансформатора (ГЗТ): основний захист блочного трансформатора від внутрішньо бакових пошкоджень, що супроводжуються виділенням газу або динамічним поштовхом масла.

Поздовжній диференційний захист блоку (ПДЗБ): захист від між фазних замикань на обладнанні блоку. Захист встановлюється за відсутності генераторного вимикача.

Струмівий захист (СЗ): резервний захист від коротких замикань на землю в мережі ВН, встановлюється на ЕС.

Дистанційний захист (ДСЗ2): резервний захист від зовнішніх багатофазних КЗ в мережі ВН, встановлюється на ЕС.

Поздовжній диференційний захист генератора (ПДЗГ): основний захист від багатофазних КЗ в обмотці статора генератора.

Захист від замикань на землю (ЗНЗ) в обмотці статора генератора (ЗНЗОС): основний захист генератора від внутрішніх пошкоджень.

Захист від симетричних перевантажень генератора (ЗСПГ): резервний захист сигналізує про виникнення симетричного перевантаження генератора.

Захист від підвищення напруги (ЗПН): основний захист попереджає неприпустиме підвищення напруги генератора.

Струмівий захист зворотної послідовності (СЗЗП): резервний захист від несиметричних перевантажень генератора.

Поперечний диференційний захист генератора (ППДЗГ): основний захист від виткових замикань в обмотці статора генератора.

Захист від замикань на землю в обмотці ротора і ланцюгах збудження генератора (ЗНЗЗВ): основний захист від ЗНЗ в одній точці ланцюга збудження генератора.

Захист від асинхронного режиму генератора (ЗАР): резервний захист від асинхронного режиму генератора при втраті збудження.

Захист від перевантаження ротора генератора (ЗПР): резервний захист з інтегральною залежною характеристикою витримки часу від перевантаження ротора генератора.

Поздовжній диференційний захист збуджувача генератора (ПДЗЗ): основний захист від багатофазних КЗ в обмотці статора збуджувача генератора.

Максимальний струмівий захист збуджувача генератора (МСЗЗ): резервний захист від багатофазних КЗ в обмотці статора збуджувача генератора.

Приймач команд, що посилаються ВЧ апаратурою по високовольтній лінії від захистів ПС (АНКА - АВПА пр. 2).

Контроль ізоляції й напруги на стороні генератора (КІН): резервний неселективний захист від ЗНЗ в мережі генераторної напруги.

Контроль струму на стороні ВН блоку (КСВН): для функціонування захисту енергоблоку.

Максимальний струмовий захист блоку (МСЗБ): резервний захист блоку від трифазних КЗ, захист від пошкоджень струмового проводу.

Захист від втрати охолодження блочного трансформатора (ЗВОХТ).

Диференційний захист робочого трансформатора власних потреб (ПДЗТВП): основний захист від пошкоджень обмоток трансформатора власних потреб (ТВП).

Газовий захист робочого трансформатора власних потреб (ГЗТВП): основний захист ТВП від внутрішніх пошкоджень і виходу масла.

Газовий захист пристрою РПН робочого трансформатора власних потреб (ГЗ РПН): основний захист від пошкоджень у баку РПН ТВП.

Дистанційний захист на стороні ВН робочого трансформатора власних потреб (ДСЗ ВН): резервний захист від багатофазних КЗ у ТВП.

Дистанційний захист на стороні НН робочого трансформатора власних потреб (ДСЗ НН): основний захист робочих вводів і шин секцій власних потреб і резервний – для захистів приєднань цих секцій.

Захист від перевантаження робочого трансформатора власних потреб (ЗПТВП): резервний захист сигналізує про виникнення перевантаження ТВП.

Дуговий захист робочого трансформатора власних потреб (ДТВП): основний захист ТВП від пошкоджень вимикачів робочих вводів НН.

Неселективний захист від ЗНЗ на стороні НН робочого трансформатора власних потреб (НЗНЗ): резервний захист сигналізує про виникнення замикань на землю на стороні НН ТВП.

Пристрій резервування відмови генераторного вимикача (ПРВВГ).

Селективний захист від ЗНЗ в електрично зв'язаній мережі НН ТВП (ЗНЗ ВП): резервний захист від ЗНЗ в обмотці НН ТВП, шинах секцій власних потреб і в мережі власних потреб, яка живиться від даних секцій.

Струмовий направлений захист секцій 6 кВ (СНЗ): резервний захист від багатофазних КЗ в мережі власних потреб 6 кВ.

Дуговий захист комірок КРУ 6 кВ (ДЗ КРУ): основний захист від пошкоджень вимикачів комірок комплектних розподільчих пристроїв.

Дуговий захист струмового проводу генераторної напруги (ДЗС): основний захист від пошкоджень струмового проводу.

Пристрій резервування відмови вимикача ТВП 6/0,4 кВ (ПРВВТ).

Контроль струму секцій 6 кВ, що підводиться через вимикачі робочих або резервних вводів (КСС): для сигналізації збільшення струму.

Блокування мінімальної напруги секцій 6 кВ (БМН): для вимкнення вимикача робочого вводу при стійкому зниженні напруги на робочих секціях власних потреб і наявності напруги на резервних секціях, разом із АВР резервного живлення.

Струмове відсічення ТВП 6/0,4 кВ (СВТ): основний захист трансформатора від багатофазних КЗ

Максимальний струмовий захист на стороні 6 кВ ТВП 6/0,4 кВ (МТЗ6): резервний захист трансформатора від багатофазних КЗ

Захист від перевантаження ТВП 6/0,4 кВ (ЗПТ6): резервний захист сигналізує про виникнення неприпустимого перевантаження трансформатора.

Струмовий захист нульової послідовності на стороні 0,4 кВ ТВП 6/0,4 кВ (ТНПТ): основний захист від однофазних КЗ в мережі 0,4 кВ.

Максимальний струмовий захист на стороні 0,4 кВ ТВП 6/0,4 кВ (МТ304): резервний захист від багатофазних КЗ в мережі 0,4 кВ.

Диференційний захист електродвигунів 6 кВ потужністю понад 2000 кВт (ПДЗД): основний захист електродвигунів від багатофазних КЗ в живильному кабелі й обмотці статора електродвигуна.

Струмове відсічення електродвигунів 6 кВ (ТОД): основний захист електродвигунів потужністю до 2000 кВт від багатофазних КЗ

Захист від перевантаження електродвигунів 6 кВ (ЗПД): резервний захист сигналізує про виникнення неприпустимого перевантаження електродвигуна.

Захист від однофазних замикань на землю в обмотці статора електродвигуна 6 кВ (ЗНЗД): основний захист електродвигунів від ЗНЗ.

Груповий захист мінімальної напруги (ЗМН): перший ступінь для вимкнення невідповідальних електродвигунів із метою підвищення ефективності само запуску відповідальних двигунів, другий ступінь – для вимкнення двигунів при перервах за умовами технології або техніки безпеки, а також коли само запуск двигунів із повним навантаження неможливий. Типи пристроїв захистів зведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Типи захистів

№ п/п	Найменування захистів	Скорочення	Позначення захисту за ДСТУ	Типи захистів
1	2	3	4	5
1.	Диференційний фазний високочастотний захист лінії	ДФВЧЗ	AKW1	ДФЗ-201
2.	Дистанційний захист лінії, сторона ПС	ДС31	AKZ1 AKB1 AKB2	КРС-2 КРБ-126 КРБ-12
3.	Земляний максимальний струмовий направлений захист лінії, сторона ПС	ТЗНП	KW1 KA1	PM-12 PT-40
4.	Токове відсічення лінії, сторона ПС	ТО	KA2	PT-40
5.	Пристрій резервування відмови вимикача 110 кВ	УРОВВН	AR1	ПА-115
6.	Диференційний захист шин 110 кВ	ДЗШВН	AK1	ДЗШ-110
7.	Дистанційний захист на обхідному вимикачі	ДЗСОВ	AKZ2	ШДЭ-2801
8.	Апаратура високочастотна захисту підстанції	AB31	AKU1	АНКА-АВПА
9.	Повздовжній диференційний захист блочного трансформатора	ПДЗТ	KAW1	ДЗТ-21
10.	Газовий захист блочного трансформатора	ГЗТ	KSG1	BF-80/Q

Продовження таблиці 1.1 – Типи захистів

1	2	3	4	5
11.	Повздовжній диференційний захист блока (при відсутності генераторного вимикача)	ПДЗБ	КАW2	ДЗТ-21
12.	Земляний струмовий захист мережі 110 кВ, сторона ЕС	СЗ	КА3	РТ-40
13.	Дистанційний захист лінії, сторона ЕС	ДС32	AKZ3 AKB3	БРЭ-2801
14.	Повздовжній диференційний захист генератора	ПДЗГ	КАW3 КАW4 КАW5	ДЗТ-11/5 ДЗТ-11/5 ДЗТ-11/5
15.	Захист від ЗНЗ в обмотці статора генератора	ЗНЗОС	AK2	БРЭ-1301
16.	Захист від симетричних перевантажень генератора	ЗСПГ	КА5	РТВК-2
17.	Захист від підвищеної напруги	ЗПН	KV1	РН-58/200
18.	Струмовий захист зворотної послідовності	ТЗОП	КАZ1	РТФ-6
19.	Поперечний диференційний захист генератора	ППДЗГ	КАZ2	РТ-40/Ф
20.	Захист від замикання на землю в обмотці ротора та в ланках збудження генератора	ЗНЗОВ	AK3	КЗР-3
21.	Захист від асинхронного режиму генератора	ЗАР	AKZ4	БРЭ-280
22.	Захист від перевантаження ротора генератора	ЗПР	AK4	РЗР-1М
23.	Повздовжній диференційний захист збуджувача генератора	ПДЗВ	КАW6 - КАW7	РНТ-565
24.	Максимальний струмовий захист збуджувача генератора	МТЗВ	КА5	РТ-140
25.	Апаратура високочастотного захисту енергоблоку	АВ32	AKU2	АНКА-АВПА
26.	Контроль ізоляції та напруги на стороні НН трансформатора	КИН	KV2	РН- 53/60Д
27.	Контроль струму на стороні 110 кВ блока	КТВН	КА6	РТ-40/Р-5
28.	Максимальний струмовий захист блока	МТЗБ	КА7	РТ-40
29.	Захист від витрати охолодження блочного трансформатора	ЗПОХТ	КА8	РТ-40
30.	Диференційний захист робочого ТСН	ПДЗТСН	КАW9	ДЗТ-21
31.	Газовий захист робочого ТСН	ГЗТСН	KSG2	BF-80/Q
32.	Газовий захист пристрою РПН робочого ТСН	ГЗРПН	KSG3	BF-80/Q
33.	Дистанційний захист на стороні 20 кВ робочого ТСН	ДСЗВН	AKZ5	БРЭ-2801
34.	Дистанційний захист на стороні 6 кВ робочого ТСН	ДСЗНН	AKZ6	БРЭ-2801
35.	Захист від перезавантаження робочого ТСН	ЗПТСН	КА9	РТ-40
36.	Дуговий захист робочого ТСН	ДТСН	KSP1	АВ
37.	Неселективний захисту від замикання на землю на 6 кВ робочого ТСН	НЗНЗ	КН1	РЭУ-11

Продовження таблиці 1.1 – Типи захистів

1	2	3	4	5
38.	Пристрої резервування відмови генераторного вимикача	УРОВГ	AR2	ПА-20
39.	Селективний захист від замикання на землю на стороні 6 кВ робочого ТСН	ЗНЗСН	AK5	РТ3-51
40.	Струмовий направлений захист секції 6 кВ	ТНЗ	KA10 KW2	РСТ-13 РСМ-13
41.	Дуговий захист комірок РУ 6 кВ	ДЗКРУ	KSP2	AB
42.	Дуговий захист струмового проводу генераторної напруги	ДЗТ	KSP3	AB
43.	Пристрої резервування відмови вимикача ТСН 6/0,4 кВ	УРОВТ	AR3	ПА-6
44.	Контроль струму секції 6 кВ	КТС	KA11	РТ-40
45.	Блокування мінімальної напруги секції 6 кВ	БМН	KV3	РН-54
46.	Струмове відсічення Т 6/0,4 кВ	ТОТ	KA12	РТ-40
47.	Максимальний струмовий захист на стороні 6 кВ ТСН 6/0,4 кВ	МТ36	KA13	РТ-40
48.	Захист від перезавантаження ТСН 6/0,4 кВ	ЗПТ6	KA14	РТ-40
49.	Струмовий захист нульової послідовності на стороні 0,4 кВ ТСН 6/0,4 кВ	ТНПТ	AK6	РТ3-51
50.	Максимальний струмовий захист на стороні 0,4кВ ТСН 6/0,4 кВ	МТ304	KA15	РТ-40
51.	Диференційний захист електродвигунів 6 кВ	ПДЗД	KAW11	РНТ-565
52.	Струмове відсічення електродвигунів 6 кВ	ТОД	KA16	РТ-40
53.	Захист від перезавантаження електродвигунів 6кВ	ЗПД	KA17	РТ-40
54.	Захист від однофазних замикань на землю в обмотці статора електродвигунів 6 кВ	ЗНЗД	AK7	РТ3-51
55.	Груповий захист мінімальної напруги	ЗМН	KV4	РН-54

Нижче на рис.1.2 показано дію вибраних захистів на елементи енергоблоку в залежності від схеми видачі потужності й особливостей технологічного обладнання енергоблоку, де позначено (в дужках показано, яку дію виконують захисти на даний елемент енергоблоку):

1 (ОВ) – обхідний вимикач (вимкнення);

2 (ШЗВ) – шино з'єднувальний вимикач;

3 (ВЛ) – вимикач лінії (вимкнення);

4 (ПРВВ) – пристрій резервування відмови вимикачів (пуск);

5, 6 (СВ1, СВ2) - секційні вимикачі (вимкнення);

7 (ВБл.) – вимикач блоку (вимкнення);

8, 9 (АНКА – АВПА) відповідно на підстанції та станції (Пуск); W – високовольтна лінія зв'язку; ІТ – блочний трансформатор; 11Т – робочий трансформатор власних потреб; Г – синхронний генератор; В – збуджувач;

10, 11 – В6 – вимикачі 6 кВ робочого трансформатора власних потреб (вимкнення);

- 12 (Осц.) – осцилограф (Пуск);
- 13 (АРП) – автоматика регулювання потужності (розвантаження генератора за активною потужністю);
- 14 (ВГ) – вимикач генератора (вимкнення);
- 15 (К) – котел (зупинок котла);
- 16 – турбіна (зупинок турбіни);
- 17 (АХХ) – автоматика холостого ходу (переведення блоку на холостий хід);
- 18 (АРЗ) – автоматика регулювання збудження (обмеження збудження);
- 19, 20 (АГП) – автоматичне гасіння поля відповідно генератора й збуджувача.

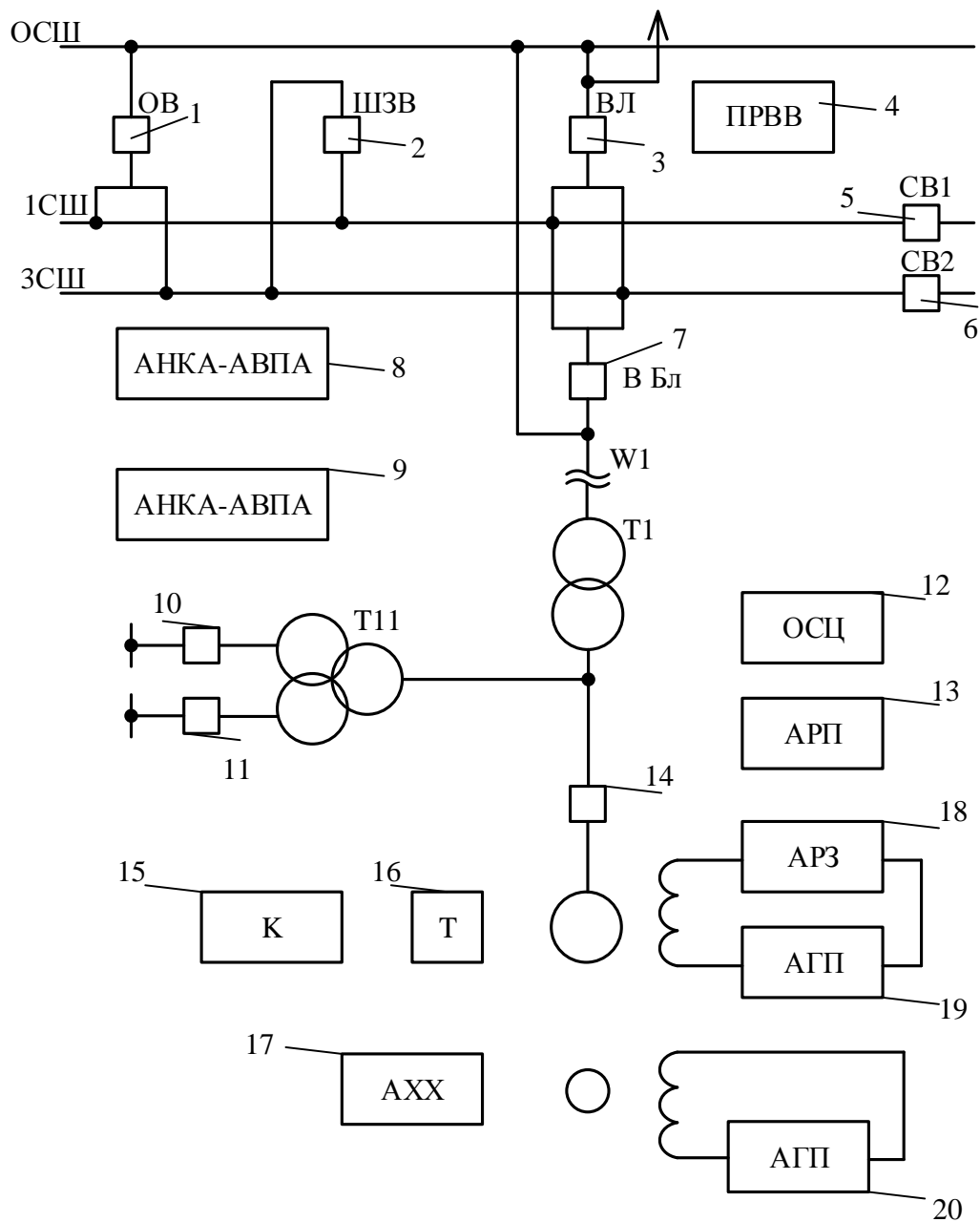


Рисунок 1.2 – Елементи енергоблоку

У таблиці 1.2 наведені позначення захистів і номери елементів енергоблоку, на які впливають дані захисти.

Для прикладу показано дію деяких захистів підстанції й генератора з блочним трансформатором.

Наприклад. Диференційний фазний високочастотний захист (АКW1) типу ДФЗ – 201 (комплект) із постом АВЗК – 80 і комплектом АК-80 (табл.1.1, п.1) , швидкодіючий захист від усіх видів пошкоджень на ошиновці 110 кВ енергоблоку, діє (рис. 1.2) на вимкнення вимикача блоку або обхідного вимикача, а також на пуски АНКА – АВПА і ПРВВ.

Таблиця 1.2 – Дія захистів на елементи енергоблоку

№ п/п	Позначення захистів	Номера елементів, на котрі діють захисти, рис.1.2
1	AKW1 - диференційний фазний ВЧ захист лінії, сторони ПС	7, 1, 8, 4
2	AKZ1 - дистанційний захист лінії, сторони ПС	7, 1, 8, 4
3	KW1, KA1 - земляний максимальний струмовий направлений захист лінії, сторони ПС	7, 1, 8,4, 2, 5,6
4	KA2 - струмове відсічення лінії, сторони ПС	7, 1, 8, 4
5	AR1 - пристрої резервування відмови вимикачів ОРУ ПС	4, 7, 8, 1, 3, 2, 5, 6
6	AK1 - ДЗШВН	7, 1,8, 3,4,2, 5,6
7	AKZ2 - дистанційний захист на обхідному вимикачі	1, 8,4
8	AKU1 - АНКА - АВПА, приймачі підстанції	1к - 7, 1, 4 2к - 4
9	AKW1 –диференційний фазний ВЧ захист лінії W, сторони ЕС	14, 10, 11, 12, 19, 20, 16, 17, 15, 9
10	KAW1 – диференційний захист IT; KSG1 - газовий захист IT; KA3 - земляний захист сторони ВН; AKZ3 - дистанційний захист лінії W	14, 9, 10, 11, 12, 19, 20, 16, 17, 15
11	KAW3 - 5 - повздожній диференційний захист генератора	14, 12, 19, 20, 15, 16, 17
12	AK2 – захист від ЗНЗ обмотки статора генератора	12, 14, 19, 20, 15, 16, 17
13	KV1 – захист від високої напруги	19, 20, 12, 17
14	AK4 – захист від перезавантаження ротора генератора	18, 19, 20, 14, 12, 17
15	AKZ4 - захист генератора від асинхронного режиму	14,19, 20, 12, 17, 16, 15, 13
16	AKU2 - АНКА - АВПА, приймачі електричної станції	1 канал - 14, 10, 11, 19,20, 16, 17, 15, 12; 2 канал - 17

На рисунках 1.3, 1.4, 1.5 наведені фрагменти схем релейного захисту блоку генератор-трансформатор лінія. На рис. 1.3 зображена схема релейного захисту (ланцюги змінного струму) енергоблоку з боку підстанції.

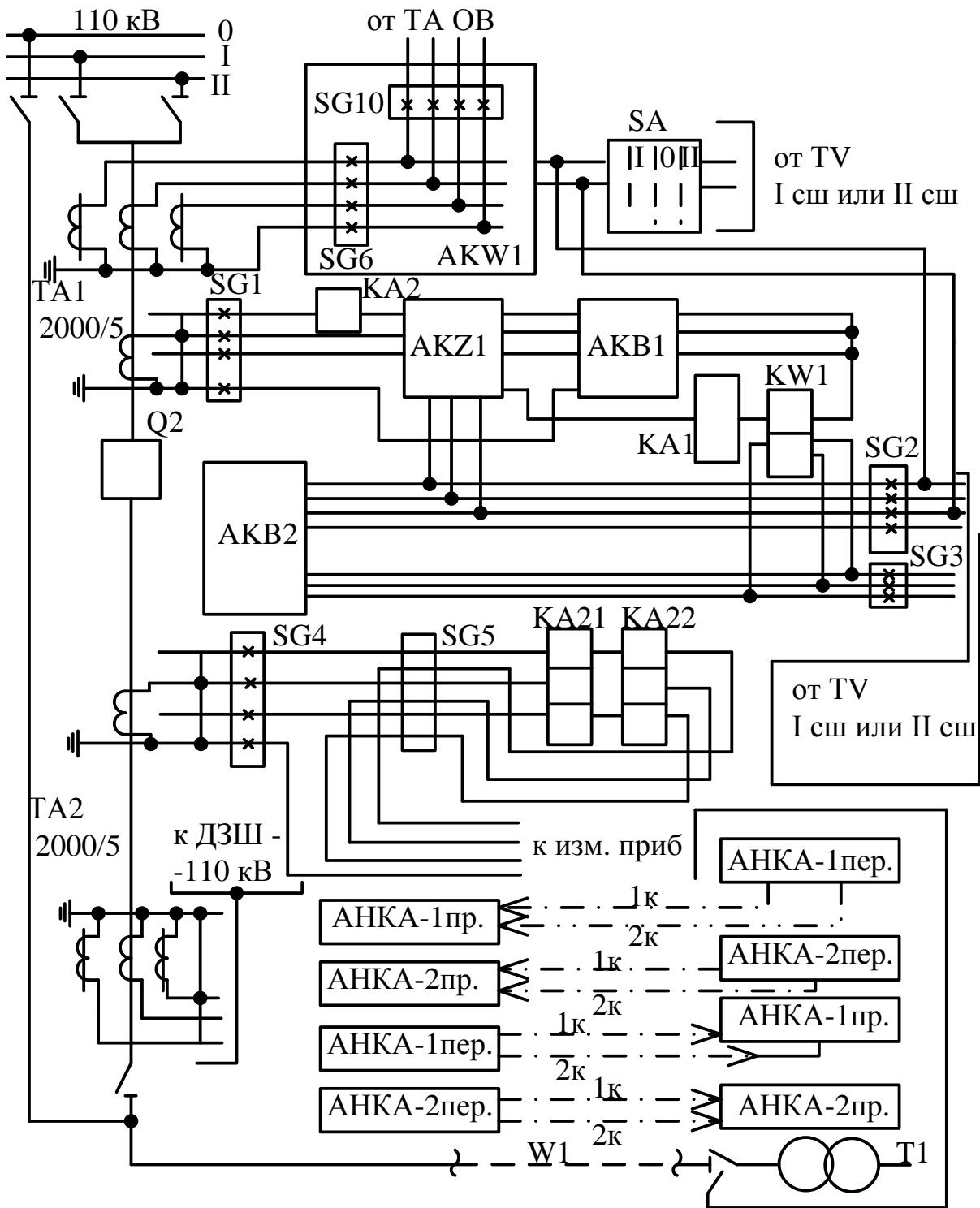


Рисунок 1.3 – Фрагмент схеми захисту енергоблоку зі сторони ПС

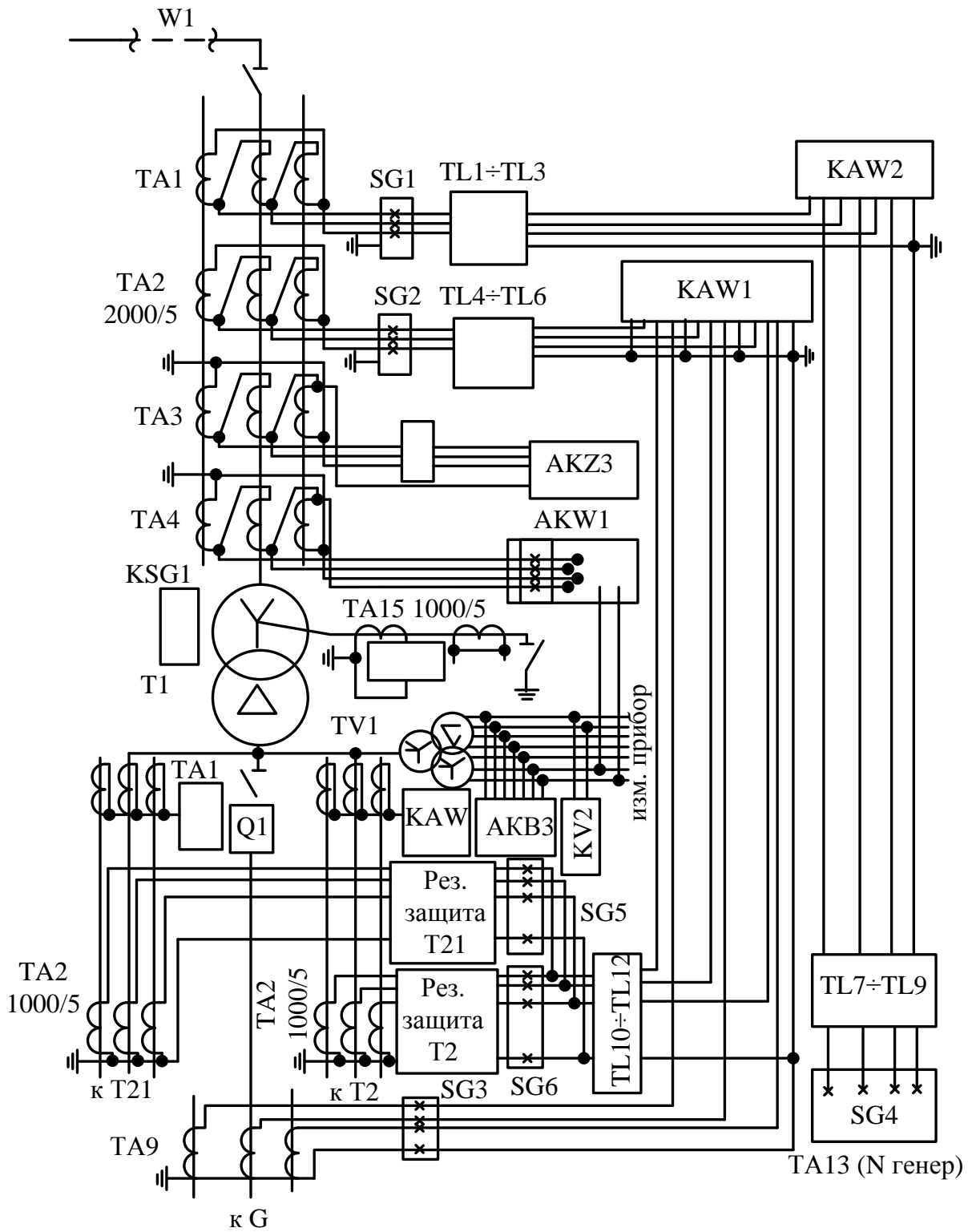


Рисунок 1.4 – Фрагмент схеми релейного захисту блочного трансформатора

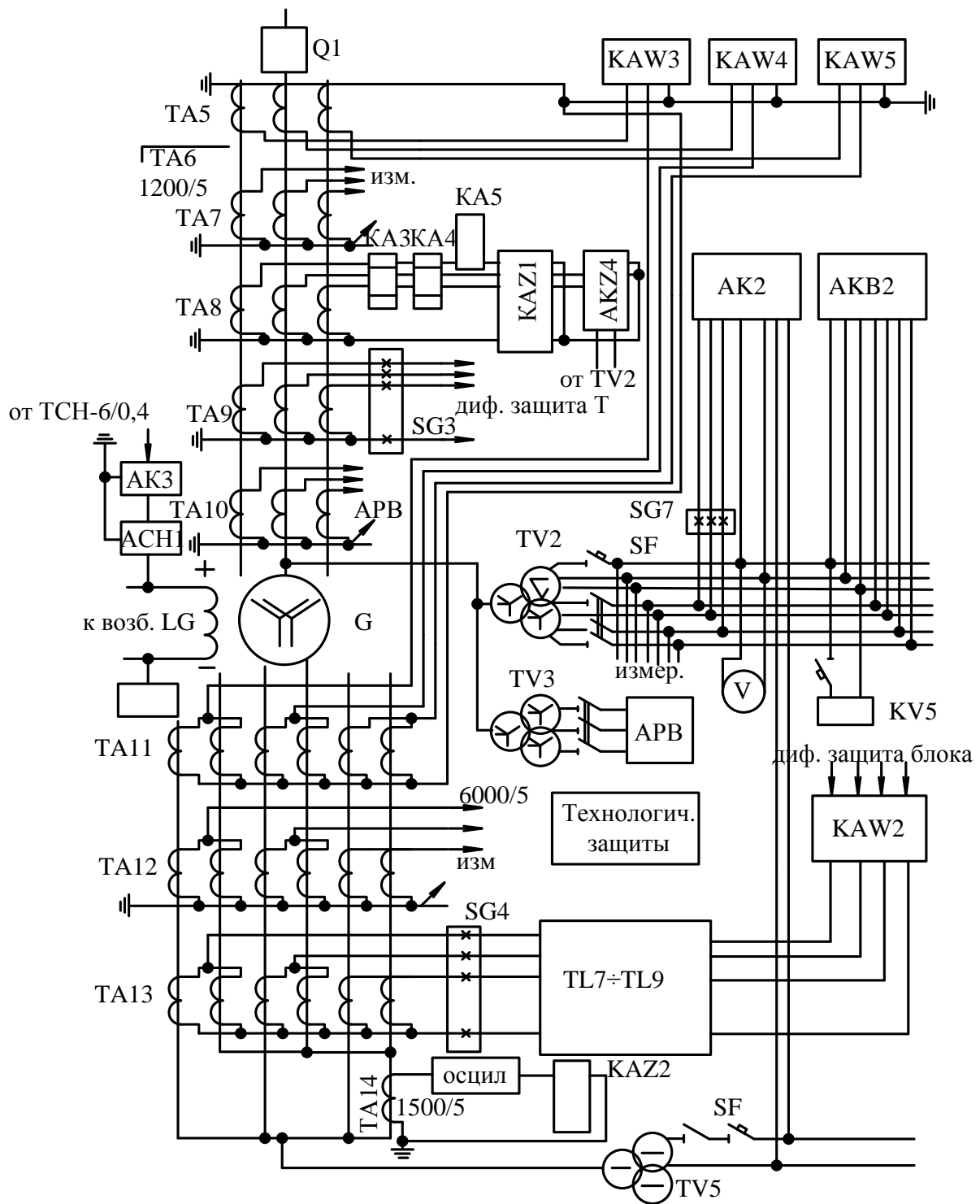


Рисунок 1.5 – Фрагмент схеми релейного захисту генератора

Захист АКВ1 – диференційний фазний високочастотний захист типу ДФЗ-201 (комплект) із постом АВЗК-80 і комплектом АК-80. До складу апаратури високочастотного каналу входять: конденсатор зв'язку СМР-110, загороджувач ВЗ-2000 і фільтр приєднання ОФП-4. Ланцюги змінного струму заведені через SG6 від трансформатора струму ТА1 ($K_1 = 2000/5$) вимикача 110 кВ Q2 на панель ДФЗ-201. SG10 – «Ланцюги змінного струму ОВ» від трансформатора струму обхідного вимикача й ланцюги ПРВВ при роботі

енергоблоку на обхідному вимикачі. SA - перемикач «ланцюга напруги» на панель захисту.

Захист АКЗ1 – одноступінчастий дистанційний захист від багатозначних КЗ на лінії блоку, виконується на комплекті реле опору КРС-2 із пристроєм блокування при качаннях (АКВ1) на реле КРБ-126 і пристроєм блокування при пошкодженнях у ланцюгах напруги (АКВ2) на реле КРБ-12. SG1 – «Ланцюги змінного струму резервних захистів» на панелі захисту АКЗ1 від трансформатора струму ТА1 (2000/5) вимикача Q2. SG2 – «Ланцюги напруги резервних захистів» на панелі захисту від трансформатора напруги схеми «зірка» через перемикач SA.

Захист КА1, КВ1 – захист від замикань на землю в лінії блоку, виконується на реле РТ-40/10 (КА1) – струмовий орган і реле РМ-12 (КВ1) – орган напрямку потужності. SG1 – «Ланцюги змінного струму резервних захистів» від ТА1 (2000/5) вимикача Q2. SG3 - «Ланцюги постійного струму й напруги резервних захистів» від ТУ схеми «розімкнутий трикутник». При переведенні енергоблоку на обхідний вимикач увесь захист від КЗ на землю виводиться, оскільки реле КА1 і КВ1 без струму.

Захист КА2 – струмове відсічення від трифазних КЗ на лінії блоку, виконується на реле РТ-40/50. SG1 – «Ланцюги змінного струму резервних захистів». При роботі енергоблоку на обхідному вимикачі захист виводиться із дії.

Апаратура АНКА – приймач приймає команди, які посилаються АНКА – передатчиком на електростанції та діють на відповідні пристрої релейного захисту й автоматики енергоблоку на підстанції ПС.

Реле КА21 і КА22 – для подвійного контролю наявності невідключеного КЗ (пуск ПРВВ), виконуються на спеціальних трифазних струмових реле типу РТ-40/Р.

На рисунку 1.4 представлена схема релейного захисту (ланцюги змінного струму) блочного трансформатора. Захист АКВ1 – диференційний фазний високочастотний захист типу ДФЗ-201 (комплект) із постом АВЗК-80 і комплектом АК-80, апаратура високочастотного каналу: конденсатор зв'язку СМР-110, загороджувач ВЗ-2000, фільтр приєднання ОФП-4. Ланцюги змінного струму заведені від трансформатора струму ТА4 (2000/5) на виводах блочного трансформатора Т1. Ланцюги змінної напруги заведені від трансформатора напруги ТВ1 на шинах 20 кВ трансформатора Т1.

Захист КАВ1 – поздовжній диференційний захист блочного трансформатора, виконується на диференціальних реле з гальмуванням ДЗТ-21.

SG2 – «Диференційний захист, сторона 110 кВ Т1» від трансформатора струму ТА2 (2000/5) трансформатора Т1 і автотрансформаторів струму ТЛ4 ÷ ТЛ6 типу АТ-32. SG3 – «Диференційний захист, сторона 20 кВ генератора G» від трансформатора струму ТА9 (12000/5) генератора G. SG5 – «Диференційний захист, сторона 20 кВ Т21» від трансформатора струму ТА2 (1000/5) трансформатора Т21 і автотрансформаторів струму ТЛ10 ÷ ТЛ12 типу ТК-120.

SG6 – «Диференційний захист, сторона 20 кВ Т2» ТА2 (1000/5) трансформатора Т2 і автотрансформаторів струму TL10 ÷ TL12 типу ТК-120.

Захист KSG1 – газовий захист блочного трансформатора Т1 на реле ВФ-80/Q, встановлюється на трубі між баком і розширювачем трансформатора.

Захист KAW2 – поздовжній диференційний захист блоку, виконується на диференційному реле з гальмуванням ДЗТ-21 і встановлюється за відсутності генераторного вимикача Q1. SG1 – «Диференційний захист блоку, сторона 110 кВ Т1» від трансформатора струму ТА1 (2000/5) трансформатора Т1 і автотрансформаторів струму TL1 ÷ TL3 типу АТ-32. SG4 – «Диференційний захист блоку, сторона «О» генератора G» від трансформатора струму ТА13 (6000/5) генератора G і автотрансформаторів струму TL7 ÷ TL9 типу АТ-32.

Захист KAZ – струмовий захист від КЗ на землю в мережі 110 кВ, виконується на реле РТ-40, підключається до трансформатора струму ТА15 (1000/5) «нуля» Т1 без випробувального блоку.

Захист АКЗ3 – дистанційний захист від зовнішніх багатофазних КЗ в мережі 110 кВ, виконується на реле БРЕ-2801 із пристроєм блокування при несправності у ланцюгах напруги (АКВЗ) на реле КРБ-12. Ланцюги змінного струму виконуються від трансформатора струму ТА3 (2000/5) без випробувального блоку. Ланцюги змінної напруги – від трансформатора напруги TV1 (20000/100/ /100) без випробувального блоку.

Реле КА6 – контроль струму на стороні 110 кВ, виконується на РТ-40/Р-5. Ланцюги змінного струму заведені від ТА3 (2000/5) виводів 110 кВ трансформатора Т1. Дія реле КА6 дозволяє роботу дистанційного захисту АКЗ3, захисту від КЗ на землю в мережі 110 кВ та захисту від підвищення напруги.

Реле KV2 – контроль ізоляції й напруги на стороні НН трансформатора Т1, виконується на реле РН-53/60Д. Ланцюги напруги заведені від TV1 без випробувального блоку.

На рисунку 1.5 зображена схема релейного захисту (ланцюги змінного струму) генератора. Захист KAW3, KAW4, KAW5 – поздовжній диференційний захист генератора, виконується на диференціальних реле з гальмуванням типу ДЗТ-11/5. Сторона виводів генераторної напруги заведена від трансформатора струму ТА5 (12000/5), сторона виводів «нуля» генератора заведена від ТА11 (6000/5), вторинні обмотки якого з'єднані паралельно. Випробувальних блоків у захисту немає.

Захист АК2 – від замикання на землю в обмотці статора генератора виконується на апаратурі типу БРЕ-1301. Ланцюги напруги заведені від: «зірки» TV2 виводів генератора; «розімкненого трикутника» (3U0) TV2 виводів генератора; однієї з фаз TV5 в «нулі» генератора.

Захист KA5 – захист від симетричних перевантажень генератора, виконується на реле типу РТВК-2. Реле включається в ланцюг фази «А» трансформатора струму ТА8 (12000/5) виводів генератора.

Захист KAZ1 – струмовий захист зворотної послідовності, виконується на фільтровому реле типу РТФ-6. Ланцюги змінного струму заведені від трансформатора струму ТА8 (12000/5) виводів генератора.

Захист AKZ4 – захист від асинхронного режиму при втраті збудження генератора, виконується на блок-реле опору типу БРЕ-2801 із блокуванням при несправності у ланцюгах напруги (AKB2) на реле КРБ-12. Дія захисту також блокується при роботі струмового захисту зворотної послідовності і за струмом (КА3, КА4) вимикача Q1 20 кВ. Ланцюги змінного струму заведені від трансформатора струму ТА8 (12000/5) виводів генератора без випробувального блоку. Ланцюги напруги заведені від трансформатора напруги TV2: AKZ4 – від фаз b і c «зірки», AKB2 – від U, K, H «розімкненого трикутника» і a, в, с «зірки».

Реле КА3 і КА4 – у схемі ПРВВ вимикача генератора, забезпечують подвійний контроль КЗ, що не відключилося, виконуються на трифазних струмових реле типу РТ-40/Р-5, які підключаються до ТА8 (12000/5) без БВ.

Реле KV5 – контроль ізоляції й напруги на стороні виводів генератора, виконується на реле РН-53/60Д. Ланцюги напруги заведені від «розімкненого трикутника» TV2 без випробувального блоку.

Захист KAZ2 – поперечний диференційний захист генератора, виконується на реле РТ-40/Ф. Ланцюги змінного струму заведені від трансформатора струму ТА14(1500/5) «нуля» генератора без випробувального блоку.

Захист АКЗ – захист від замикань на землю в одній точці ланцюга збудження генератора, виконується на блок-реле типу КЗР-3. Підключається через АСН до ланцюга «+» ротора LG генератора і до ТВП 6/0,4 кВ.

Захист АК4 – захист ротора від перевантаження струмом збудження, виконується на блок-реле типу РЗР-1М. Струм ротора подається в захист від датчика струму, в якості котрого при тиристорному й височастотному збудженні використовується трансформатор постійного струму (ТПС).

1.3 Розрахунки струмів і напруги елементів енергоблоку

Метою розрахунків є визначення параметрів пошкоджень і ненормальних режимів енергоблоку, необхідних для вибору уставок захистів його електроустановок. Викладені розрахунки струмів у генераторі при внутрішніх і зовнішніх коротких замиканнях для початкового й сталого моментів часу, при асинхронному режимі і втраті збудження; напруги на виводах генератора при трифазному короткому замиканні на стороні ВН енергоблоку і в асинхронному режимі; розрахунки струмів короткого замикання і несинхронного АВР у мережі резервного трансформатора власних потреб (ТВП); розрахунки струмів у нейтралі і напруги на нижчій стороні резервного ТВП. В наступних розрахунках струмів короткого замикання опору виражені у відносних одиницях (в.о.), які приводяться до єдиної (базисної) потужності, рівній повній потужності генератора $S_{Г}$ (МВА). Методика розрахунків викладена для узагальненої електричної схеми енергоблоку, представленої на рисунку 1.6.

Розрахунки струмів у генераторі при коротких замиканнях.

Визначення струмів у генераторі при пошкодженнях у точках К4 і К3 для початкового моменту часу К3 починається з розрахунків ЕРС і опорів.

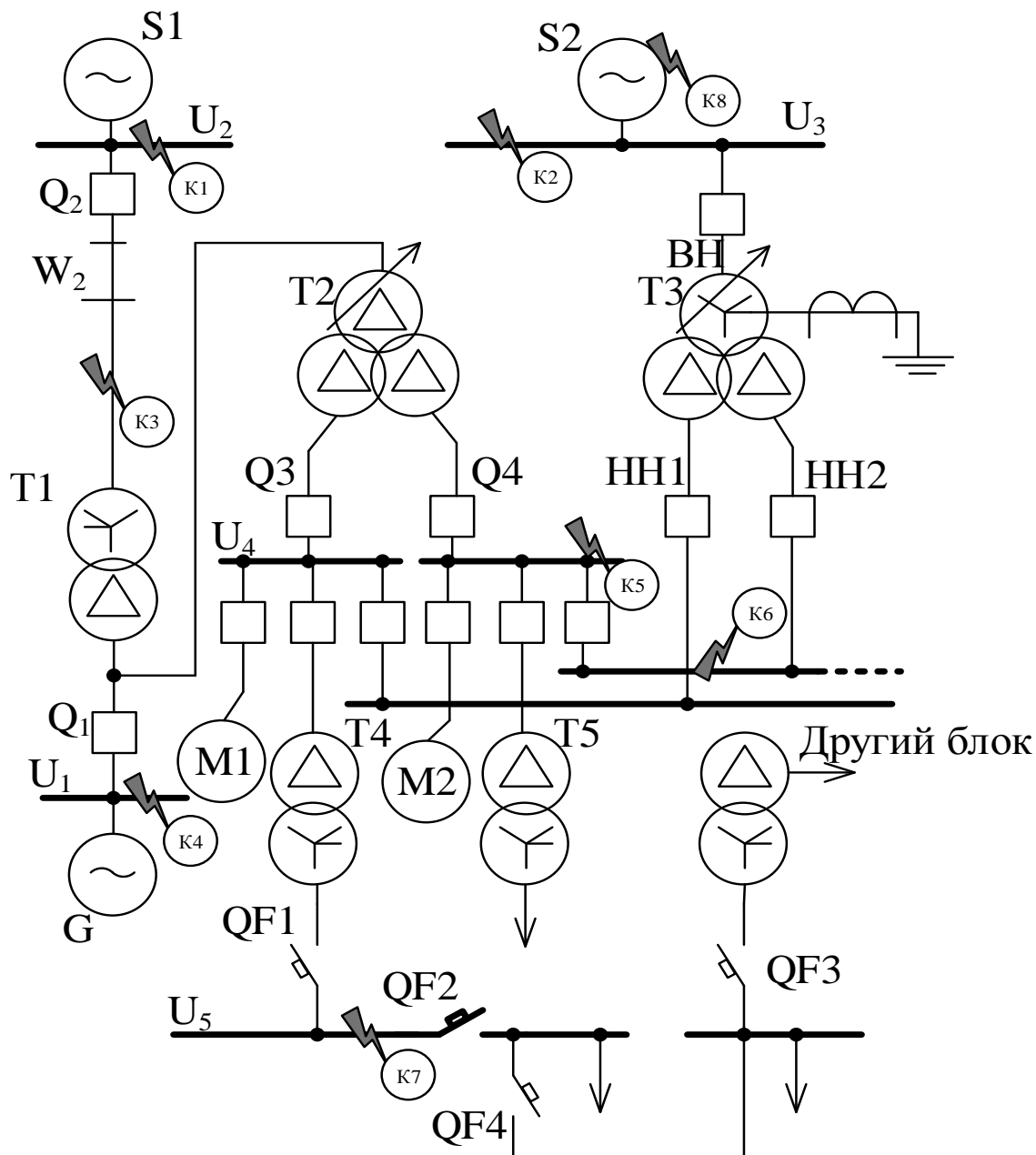


Рисунок 1.6 – Розрахункова схема енергоблоку

Поперечна понад перехідна E''_q обмотки статора в номінальному режимі генератора:

$$E''_q = \sqrt{(U \cdot \cos \varphi)^2 + (U \cdot \sin \varphi + I \cdot X''_d)^2}, \quad (1.1)$$

де U, I – напруга та струм статора генератора, приймаються рівними 1; φ – кут навантаження; X''_d – понад перехідний індуктивний опір генератора по поздовжній осі, в.о.

Опори трансформаторів для струмів прямої й зворотної послідовностей дорівнюють:

$$X_{1,T} = X_{2,T} = X_T = \frac{U_K^{\%}}{100} \quad (1.2)$$

де $U_K^{\%}$ – напруга короткого замикання трансформатора, %.

Опори трансформаторів для струмів нульової послідовності відносно струмів прямої послідовності:

$$X_{0,T} = a \cdot X_{1,T}, \quad (1.3)$$

де $a=1$ – для групи однофазних трансформаторів і $a=0,9$ – для трифазних трансформаторів.

Визначення опорів трансформатора T1 і енергосистеми S1 відносно базисних параметрів генератора

$$X_{1,1T} = X_{2,1T} = \frac{U_{KT}^{\%} S_G}{100 S_{T1}}, \quad (1.4)$$

де S_G і S_{T1} – відповідно номінальні потужності генератора й трансформатора, МВА.

Для трифазного трансформатора T1:

$$X_{0,1T} = 0,9X_{1,1T}. \quad (1.5)$$

Опір системи S1:

$$X_{C1} = \frac{U_2}{\sqrt{3} \cdot I_{K,C1}^{(3)}} \frac{S_G}{U_1^2} \left(\frac{U_1}{U_{2,T1}} \right)^2, \quad (1.6)$$

де U_2 і $U_{2,T1}$ – відповідно номінальні напруги генератора, системи і трансформатора, кВ; $I_{K,C1}^{(3)}$ – струм трифазного КЗ на шинах системи S1, за винятком підживлення від даного енергоблоку, кА.

Опір лінії W1:

$$X_{L1} = X_{уд} l \frac{S_G}{U_1^2} \left(\frac{U_1}{U_{2,T1}} \right)^2, \quad (1.7)$$

де $X_{уд}$ – індуктивний опір одиниці довжини лінії, Ом/км; l – довжина лінії W1 зв'язку блоку з ВРУ, км.

Струм у генераторі при зовнішньому трифазному КЗ в К4 (на виводах генератора):

$$I''_{K4}^{(3)} = \frac{E_q''}{X_d''} I_{нг}, \quad (1.8)$$

де $I_{нг}$ – номінальний струм генератора, кА.

Струми в генераторі при зовнішньому двофазному КЗ в К4 (на виводах генератора):

Струм зворотної послідовності

$$I''_{2,K4}^{(2)} = \frac{E_q''}{X_d'' + X_{2,\Gamma}} I_{нг}, \quad (1.9)$$

де $X_{2,\Gamma}$ – індуктивний опір зворотної послідовності генератора.

Струм у пошкоджених фазах

$$I''_{\phi,K4}^{(2)} = \sqrt{3} I''_{2,K4}^{(2)}, \quad (1.10)$$

Найбільші струми в генераторі від енергосистеми S1 при КЗ в К4:

$$I_{K4}^{(3)} = \frac{U_2 I_{нг}}{U_{2,T1} \cdot (X_{C1} + X_L + X_{1T})}, \quad (1.11)$$

$$I_{K4}^{(2)} = 0,87 I_{K4}^{(3)}. \quad (1.12)$$

Струм у генераторі при зовнішньому трифазному КЗ в К3 за трансформатором Т1 на виводах вищої напруги (ВН):

$$I''_{K3}^{(3)} = \frac{E_q'' I_{нг}}{X_d'' + X_{1,1T}}. \quad (1.13)$$

Струми зворотної послідовності в генераторі при пошкодженнях у КЗ в режимах двофазного КЗ – $I''_{2,K3}^{(2)}$, однофазного КЗ на землю – $I''_{2,K3}^{(1)}$, двофазного КЗ на землю – $I''_{2,K3}^{(1,1)}$:

$$I''_{2,K3}^{(2)} = \frac{E_q'' I_{нг}}{X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma}}, \quad (1.14)$$

де $X_{1\Sigma} = X_d'' + X_{1,1T}$ – сумарний опір прямої послідовності; де $X_{2\Sigma} = X_{2T} + X_{2,1T}$ – теж, але зворотної послідовності;

$$I''_{2,K3}^{(1)} = \frac{E_q'' I_{нг}}{X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0,1T}}; \quad (1.15)$$

$$I''_{2,K3}^{(1,1)} = \frac{E_q'' I_{нг}}{X_{1\Sigma} + \frac{X_{2\Sigma} \cdot X_{0,1T}}{X_{2\Sigma} + X_{0,1T}}} \cdot \frac{X_{0,1T}}{X_{2\Sigma} + X_{0,1T}}. \quad (1.16)$$

Визначення струмів у генераторі при пошкодженнях у К4 та К3 у режимі, що встановився ($t = \infty$). Струми в генераторі при пошкодженні в К4:

$$I_{\infty, K4}^{(3)} = \frac{2E_q}{X_d} I_{\text{нг}}, \quad (1.17)$$

$$I_{\infty, K4}^{(2)} = \frac{2E_q}{X_d + X_{2, \Gamma}} I_{\text{нг}}, \quad (1.18)$$

де E_q – поперечна ЕРС обмотки статора генератора в режимі, що встановився, визначається за формулою (1.1) із заміною X''_d на X_d (синхронний індуктивний опір генератора за поздовжньою осію: опір генератора в навантажувальному режимі і в режимі КЗ, що встановився).

При пошкодженні в точці КЗ струми в генераторі $I_{\infty, K3}^{(3)}$, $I_{\infty, K3}^{(2)}$, $I_{\infty, K3}^{(1)}$ і $I_{\infty, K3}^{(1,1)}$ визначаються за формулами (1.13, 1.14, 1.15 і 1.16) із заміною E''_q на $2E_q$ і X''_d на X_d .

Розрахунки струмів у генераторі при асинхронному ході і втраті збудження. При втраті свого збудження генератор переходить в асинхронний режим і, отримуючи збудження від системи S1, споживаючи реактивну потужність, продовжує видавати активну потужність. У такому асинхронному режимі генератора знижується до нуля гальмівний синхронний момент, збільшується частота обертання й виникає ковзання (0,3 – 0,7) %. Ковзання ротора відносно магнітного поля, що обертається, створює вихрові струми в бочці ротора, які викликають місцевий нагрів бандажного кола, пазових клинів і зубців ротора, також виникає підвищений нагрів крайніх пакетів статора. Негативні фактори асинхронного режиму: споживання з мережі великої реактивної потужності, збільшення струму статора й зниження напруги на виводах генератора, коливання струму й напруги статора через відмінності опорів генератора по осях d і q , обмеження активної потужності генератора, що видається в мережу.

Максимальний струм у генераторі при втраті збудження (асинхронний режим) дорівнює:

$$I_{\text{AP}} = \frac{U_c}{X'_d + X_{1T} + X_{c1}} \left(\frac{U_2}{U_{2, T1}} \right) I_{\text{нг}}, \quad (1.19)$$

де U_c – фазна номінальна напруга системи, в.о.; X'_d – перехідний індуктивний опір генератора по поздовжній осі, в.о.

Асинхронний режим генератора без втрати збудження (асинхронний хід) виникає при порушенні стійкості паралельної роботи, а також при несинхронному включенні лінії W1 що з'єднує енергоблок з енергосистемою S1. Асинхронний хід генератора супроводжується не менш небезпечним нагрівом ротора, ніж при втраті збудження, бо виникає велике ковзання. Струм статора генератора залежить від кута δ між ЕРС системи й генератора. Характерною ознакою асинхронного ходу є періодичне з частотою ковзання зміна (качання) струму від мінімального значення при кутах $\delta = 0$ і 360° до максимального значення при куті $\delta = 180^\circ$.

Максимальний струм гойдання дорівнює:

$$I_{\Gamma} = \frac{E_q'' + U_C}{X_d'' + X_{1T} + X_{c1}} \left(\frac{U_2}{U_{2,T1}} \right) I_{\text{НГ}}. \quad (1.20)$$

Розрахунки напруги на виводах генератора. Напруга на виводах генератора при асинхронному режимі генератора:

$$U_{\text{AP}} = I_{\text{AP}}^* X_d' U_1, \quad (1.21)$$

де $I_{\text{AP}}^* = I_{\text{AP}} / I_{\text{НГ}}$ – відносний максимальний струм при втраті збудження генератора, в.о.

Напруга на виводах генератора при трифазному КЗ в КЗ на стороні ВН енергоблоку:

$$U_{\Gamma, \text{КЗ}}''^{(3)} = \frac{I_{\text{КЗ}}''^{(3)}}{I_{\text{НГ}}} X_{1,1T} U_1; \quad (1.22)$$

$$U_{\infty, \Gamma, \text{КЗ}}^{(3)} = \frac{I_{\infty, \text{КЗ}}^{(3)}}{I_{\text{НГ}}} X_{1,1T} U_1. \quad (1.23)$$

Розрахунки струмів у ланцюзі резервного трансформатора.

Розрахунки струмів КЗ і несинхронного АВР в ланцюзі резервного трансформатора власних потреб ТЗ (див.рис. 1.6) починаються з визначень опорів. Мінімальний опір системи S2, приведений до сторони 6,3 кВ, Ом:

$$X_{\text{min}, \text{C2}} = U_3 U_4 / (1,73 I_{\text{max}, \text{C2}}^{(3)} U_3^2), \quad (1.24)$$

де U_3 і U_4 – відповідно номінальні напруги енергосистеми S2 і секцій власних потреб 6,3 кВ енергоблоку; $I_{\text{max}, \text{C2}}^{(3)}$ – максимальний струм трифазного КЗ на шинах системи S2, кА.

Максимальний опір системи S2, Ом:

$$X_{\text{max}, \text{C2}} = U_3 U_4 / (1,73 \cdot I_{\text{min}, \text{C2}}^{(3)} U_3^2), \quad (1.25)$$

де $I_{\text{min}, \text{C2}}^{(3)}$ – мінімальний струм КЗ на шинах системи S2, кА.

Мінімальний опір ТЗ, віднесений до потужності одної з розщеплених обмоток, Ом:

$$X_{\text{min}, \text{T3}} = [2U_4^2 (U_{\text{К,Т3}}^{\%} - \Delta U_{\text{max}} U_{\text{К,Т3}}^{\%})] / (100 S_{\text{T3}}), \quad (1.26)$$

де $U_{\text{К,Т3}}^{\%}$ – напруга КЗ трансформатора ТЗ між обмотками ВН і НН, %; ΔU_{max} – половина регульовального діапазону РПН трансформатора (наприклад, при регулюванні коефіцієнта трансформації в межах 12 % – $\Delta U_{\text{max}} = 0,12$); S_{T3} – номінальна потужність трансформатора, МВА.

Максимальний опір трансформатора ТЗ, віднесений до потужності одної з розщеплених обмоток, Ом:

$$X_{\text{max}, \text{T3}} = [2 U_4^2 (U_{\text{К,Т3}}^{\%} + \Delta U_{\text{max}} U_{\text{К,Т3}}^{\%})] / (100 S_{\text{T3}}). \quad (1.27)$$

Максимальний струм трифазного КЗ від системи S_2 на стороні НН одної з обмоток трансформатора ТЗ (К6), кА:

$$I_{К6}^{(3)} = U_{\Phi,4} / (X_{\min,C2} + X_{\min,T3}) . \quad (1.28)$$

Максимальний струм трифазного КЗ в К6, приведений до напруги ВН трансформатора ТЗ, кА:

$$I_{К6,ВН}^{(3)} = I_{К6}^{(3)} U_4 / (U_3 + \Delta U_{\max} \cdot U_3) . \quad (1.29)$$

Мінімальний струм двофазного КЗ від системи S_2 на стороні НН одної з обмоток ТЗ (К6), кА:

$$I_{К6}^{(2)} = U_4 / 2 (X_{\max,C2} + X_{\max,T3}) . \quad (1.30)$$

Мінімальний струм двофазного КЗ в К6, приведений до напруги ВН трансформатора ТЗ, кА:

$$I_{К6,ВН}^{(2)} = I_{К6}^{(2)} U_4 / (U_3 - \Delta U_{\max} U_3) . \quad (1.31)$$

Номінальний струм трансформатора ТЗ на стороні НН одної з розщеплених обмоток, кА:

$$I_{НТЗ,6} = S_{ТЗ} / (2 \cdot 1,73 U_4) . \quad (1.32)$$

Опір навантаження двигуна, підключеного до одної з розщеплених обмоток ТЗ в режимі самозапуску, Ом:

$$X_{ДВ,ПУСК} = U_4 / (1,73 k_{П} \cdot k_{ПУСК} \cdot I_{НТЗ,6}) , \quad (1.33)$$

де $k_{П}$ – коефіцієнт перевантаження, що дорівнює 1,1 – 1,5; $k_{ПУСК}$ – кратність пускового струму двигунів, дорівнює 5 – 6.

Максимальний струм несинхронного АВР трансформатора ТЗ (сумарний двох розщеплених обмоток), кА:

$$I_{АВР,НН} = 2 U_{\Phi,4} / (X_{\min,C2} + 0,5 X_{\min,T3} + 0,5 X_{ДВ,ПУСК}) , \quad (1.34)$$

$$I_{АВР,ВН} = I_{АВР,НН} U_4 / (U_3 + \Delta U_{\max} U_3) . \quad (1.35)$$

Розрахунки струмів у нейтралі трансформатора. При замиканнях на землю в енергосистемі (наприклад, в К8, див. рис. 1.6) в нейтралі N трансформатора ТЗ з'являються струми нульової послідовності. Розрахунки їх починаються із зворотного перетворення схеми заміщення нульової послідовності від найпростішого виду до схеми, в якій опір нульової послідовності трансформатора $X_{0,T3}$ представлений окремим відгалуженням.

Для схеми (див. рис. 1.6) струм нульової послідовності в ланцюзі трансформатора ТЗ дорівнює:

$$I_{0,T3} = X_{0,C2} I_{0,K8} / (X_{0,C2} + X_{0,T3}) , \quad (1.36)$$

де $X_{0,C2}$ – опір нульової послідовності системи S2; $I_{0,K8}$ – струм нульової послідовності в точці К8.

При великій кількості паралельних гілок рекомендується використовувати коефіцієнт струмового розподілення:

$$C_{T3} = X_{0,екв} / X_{0,T3}, \quad (1.37)$$

де $X_{0,екв}$ – опір схеми заміщення нульової послідовності.
Тоді:

$$I_{0,T3} = C_{T3} I_{0,K8}. \quad (1.38)$$

Оскільки в нейтралі протікає сума струмів нульової послідовності трьох фаз, то струм у нейтралі дорівнює:

$$I_{N,T3} = 3 I_{0,T3}. \quad (1.39)$$

Вихідні дані для прикладів розрахунків.

Генератор: $P_{Г} = 300$ МВт, $U_1 = 20$ кВ, $\cos\varphi = 0,85$, $X''_d = 0,173$,
 $X'_d = 0,258$, $X_d = 1,698$, $X_{2,Г} = 0,211$.

Трансформатор Т1: $S_{T1} = 360$ МВА, $U_1 = 20$ кВ, $U_{2,T1} = 242$ кВ,
 $U_{\%К,1T} = 12,2$ %.

Трансформатор Т3: $S_{T3} = 63$ МВА, $U_3 = 330$ кВ, $U_4 = 6,3$ кВ, $U_1 = 20$ кВ,
 $U_{НОМ,Т} = 330 / 6,3 - 6,3$, $U_{К(-12)} = 14,3$ %, $U_{К(0)} = 11$ %, $U_{К(+12)} = 8,8$ %, $k_{П} = 1,5$,
 $k_{ПУСК} = 5,6$.

Енергосистеми S1 і S2: $U_2 = 230$ кВ, $U_3 = 330$ кВ, $I^{(3)}_{К,C1} = 30$ кА,
 $I^{(3)}_{\max,C2} = 26,3$ кА; $I^{(3)}_{\min,C2} = 13,15$ кА.

Приклад 1.1. Розрахунки струмів у генераторі при коротких замиканнях на шинах генераторної напруги і на стороні вищої напруги енергоблоку для початкового моменту часу.

Рішення. Поперечна над перехідна ЕРС обмотки статора генератора в номінальному режимі обчислюється за формулою (1.1):

$$E''_q = \sqrt{(1 \cdot 0,85)^2 + (1 \cdot 0,53 + 1 \cdot 0,173)^2} = 1,1.$$

Опори трансформатора Т1 і енергосистеми S1 визначаються за формулами (1.2 – 1.6):

$$X_{1,1T} = X_{2,1T} = \frac{12,2}{100} \cdot \frac{353}{360} = 0,119;$$

$$X_{0,1T} = 0,9 \cdot 0,119 = 0,107;$$

$$X_{C1} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 30} \cdot \frac{353}{20^2} \left(\frac{20}{242} \right)^2 = 0,025.$$

Номінальний струм генератора:

$$I_{НГ} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 20} = 10,2 \text{ кА}.$$

Струми в генераторі при зовнішньому КЗ в К4 (на виводах генератора) обчислюються за формулами (1.8, 1.9, 1.10):

$$I''_{К4}^{(3)} = \frac{1,1}{0,173} \cdot 10,2 = 64,85 \text{ кА};$$

$$I''_{2,K4}^{(2)} = \frac{1,1 \cdot 10,2}{0,173+0,211} = 29,2 \text{ кА};$$

$$I''_{\phi,K4}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 29,2 = 50,55 \text{ кА}.$$

Струми в К4 від енергосистеми S1:

$$I_{K4}^{(3)} = \frac{230 \cdot 10,2}{242 \cdot (0,025+0,119)} = 67,32 \text{ кА};$$

$$I_{K4}^{(2)} = 0,87 \cdot 67,32 = 58,57 \text{ кА}.$$

Струми в генераторі при зовнішніх пошкодженнях в К3 (за блочним трансформатором) визначаються за формулами (1.13, 1.14, 1.15, 1.16):

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{1,1 \cdot 10,2}{0,173+0,119} = 38,42 \text{ кА};$$

$$I''_{2,K3}^{(2)} = \frac{1,1 \cdot 10,2}{(0,173+0,119)+(0,211+0,119)} = 18,0 \text{ кА};$$

$$I''_{2,K3}^{(1)} = \frac{1,1 \cdot 10,2}{(0,173+0,119)+(0,211+0,119)+0,107} = 15,4 \text{ кА};$$

$$I''_{2,K3}^{(1,1)} = \frac{1,1 \cdot 10,2}{(0,173+0,119)+\frac{(0,211+0,119) \cdot 0,107}{(0,211+0,119)+0,107}} \times$$

$$\times \frac{0,107}{(0,211+0,119)+0,107} = 7,36 \text{ кА}.$$

Приклад 1.2 Розрахунки струмів у генераторі в режимі короткого замикання, що встановився, на шинах генераторної напруги й на стороні вищої напруги енергоблоку.

Рішення. Поперечна ЕРС обмотки статора генератора в режимі, що встановився:

$$E_q = \sqrt{(1 \cdot 0,85)^2 + (1 \cdot 0,53 + 1 \cdot 1,698)^2} = 2,38.$$

При пошкодженні в К4 струми в генераторі (1.17, 1.18):

$$I_{\infty,K4}^{(3)} = \frac{2 \cdot 2,38}{1,698} \cdot 10,2 = 28,6 \text{ кА};$$

$$I_{\infty,K4}^{(2)} = \frac{2 \cdot 2,38}{1,698+0,211} \cdot 10,2 = 25,43 \text{ кА}.$$

При пошкодженні в К3 струми в генераторі:

$$I_{\infty,K3}^{(3)} = \frac{4,76}{1,698+0,119} \cdot 10,2 = 26,72 \text{ кА};$$

$$I_{\infty 2,K3}^{(2)} = \frac{4,76 \cdot 10,2}{(1,698+0,119)+(0,211+0,119)} = 22,61 \text{ кА};$$

$$I_{\infty 2,K3}^{(1)} = \frac{4,76 \cdot 10,2}{(1,698+0,119)+(0,211+0,119)+0,107} = 21,54 \text{ кА};$$

$$I_{\infty 2,K3}^{(1,1)} = \frac{4,76 \cdot 10,2 \cdot 0,107}{(1,698 + 0,119) + \frac{(0,211+0,119) \cdot 0,107}{(0,211+0,119)+0,107}} \times$$

$$\times \frac{1}{(0,211 + 0,119) + 0,107} = 6,25 \text{ кА}.$$

Приклад 1.3 Розрахунки струмів і напруги генератора при асинхронному ході і втраті збудження.

Рішення. Розрахунки струмів та напруг здійснюються за формулами (1.19, 1.20, 1.21).

$$I_{AP} = \frac{1}{0,258+0,119+0,025} \cdot \left(\frac{230}{242}\right) \cdot 10,2 = 24,1 \text{ кА};$$

$$I_{\text{кач}} = \frac{1,1+1}{0,173+0,119+0,025} \cdot \left(\frac{230}{242}\right) \cdot 10,2 = 64,2 \text{ кА};$$

$$U_{\text{AP}} = \frac{24,1}{10,2} \cdot 0,258 \cdot 20 = 12,2 \text{ кВ}.$$

Приклад 1.4 Розрахунки напруги на виводах генератора при трифазному короткому замиканні на стороні вищої напруги енергоблоку.

Рішення. Розрахунки напруги проводяться за формулами (1.22, 1.23).

$$U''_{\Gamma, \text{КЗ}}^{(3)} = \frac{38,42}{10,2} \cdot 0,119 \cdot 20 = 8,96 \text{ кВ};$$

$$U_{\infty, \Gamma, \text{КЗ}}^{(3)} = \frac{26,72}{10,2} \cdot 0,119 \cdot 20 = 6,23 \text{ кВ}.$$

Приклад 1.5 Розрахунки струмів в ланцюзі резервного трансформатора енергоблоку.

Рішення. Мінімальний опір системи S_2 , приведений до сторони НН трансформатора ТЗ визначається за формулою (1.24):

$$X_{\text{min C2}} = \frac{330}{\sqrt{3} \cdot 26,3} \left(\frac{6,3}{330}\right)^2 = 0,0026 \text{ Ом}.$$

Максимальний опір системи S_2 обчислюється за формулою (1.25):

$$X_{\text{max C2}} = \frac{330}{\sqrt{3} \cdot 13,15} \left(\frac{6,3}{330}\right)^2 = 0,0053 \text{ Ом}.$$

Мінімальний опір трансформатора ТЗ, віднесений до потужності одної з розщеплених обмоток, визначається за формулою (1.26):

$$X_{\text{min T}} = \frac{8,8}{100} \cdot \frac{6,3^2 \cdot 2}{63} = 0,11 \text{ Ом}.$$

Максимальний опір трансформатора ТЗ обчислюється за формулою (1.27):

$$X_{\text{max T}} = \frac{14,3}{100} \cdot \frac{6,3^2 \cdot 2}{63} = 0,18 \text{ Ом}.$$

Максимальний струм трифазного КЗ від системи S_2 на стороні НН одної з обмоток трансформатора ТЗ, К6 визначається за формулою (1.28):

$$I_{\text{К6}}^{(3)} = \frac{6,3}{\sqrt{3}(0,0026+0,11)} = 32,3 \text{ кА}.$$

Максимальний струм трифазного КЗ в К6, приведений до сторони ВН трансформатора ТЗ обчислюється за формулою (1.29):

$$I_{\text{К6ВН}}^{(3)} = 32,3 \cdot \frac{6,3}{330+0,12 \cdot 330} = 0,55 \text{ кА}.$$

Мінімальний струм двофазного КЗ від системи S_2 на стороні НН одної з обмоток ТЗ, К6 визначається за формулою (1.30):

$$I_{\text{К6}}^{(2)} = \frac{6,3}{2(0,0053+0,18)} = 17 \text{ кА}.$$

Мінімальний струм двофазного КЗ в К6, приведений до напруги ВН трансформатора ТЗ обчислюється за формулою (1.31):

$$I_{\text{К6ВН}}^{(2)} = 17 \cdot \frac{6,3}{330-0,12 \cdot 330} = 0,37 \text{ кА}.$$

Номінальний струм трансформатора ТЗ на стороні НН одної з розщеплених обмоток визначається за формулою (1.32):

$$I_{\text{HTЗ}} = \frac{63 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 2890 \text{ А}.$$

Опір навантаження двигуна, підключеного до одної з розщеплених обмоток ТЗ в режимі самозапуску обчислюється за формулою (1.33):

$$X_{\text{дв,пуск}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 5,6 \cdot 2,89} = 0,15 \text{ Ом.}$$

Максимальний струм несинхронного АВР трансформатора ТЗ, сумарний двох розщеплених обмоток визначається за формулами (1.34, 1.35):

$$I_{\text{АВР,НН}} = \frac{2 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \left(0,0026 + \frac{0,11}{2} + \frac{0,15}{2} \right)} = 55 \text{ кА;}$$

$$I_{\text{АВР,ВН}} = 55 \cdot \frac{6,3}{330 + 0,12 \cdot 330} = 0,94 \text{ кА.}$$

1.4 Вибір параметрів спрацьовування захистів

Метою розрахунків захистів енергоблоку є визначення параметрів уставок захистів, що забезпечують спрацьовування при внутрішніх пошкодженнях і з витримкою часу для захистів з відносною селективністю – при зовнішніх пошкодженнях (додатково), а також неспрацьовування за відсутності пошкоджень і для захистів із використанням принципу абсолютної селективності – при зовнішніх пошкодженнях.

Поздовжній диференційний захист генератора. Трансформатори струму (ТС) захисту з боку лінійних виводів завжди включаються на повний струм генератора, а з боку нейтралі – або на той же повний струм, або на його половину (в кожному з двох паралельних гілок обмотки статора). Відповідно коефіцієнт трансформації ТС з боку нейтралі $k_{1\text{НГ}}$ може бути таким же, як і з боку лінійних виводів $k_{1\text{Г}}$, або в 2 рази менше.

Розрахунок захисту, який використовує реле типу РНТ-565, починається з визначення струму спрацьовування захисту, котрий повинен бути більше максимального струму небалансу в перехідному режимі при зовнішньому КЗ:

$$I_{\text{СЗ}} = k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{ПЕР}} \cdot k_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{к,макс}}, \quad (1.40)$$

де $k_{\text{Н}}$ – коефіцієнт надійності, приймається для реле типу РНТ рівним 1,3; $k_{\text{ПЕР}}$ – коефіцієнт, що враховує перехідний режим, для реле РНТ дорівнює 1; $k_{\text{ОДН}}$ – коефіцієнт однотипності трансформаторів струму (для трансформаторів струму одного типу з однаковим коефіцієнтом трансформації та при навантаженнях, що мало відрізняються, $k_{\text{ОДН}} = 0,5$, в останніх випадках $k_{\text{ОДН}} = 1$); f_i – похибка трансформаторів струму, приймається припустима погрішність 0,1 (10-відсоткова похибка); $I_{\text{к,макс}}$ – максимальний струм зовнішнього КЗ, розрахований для початкового моменту часу (на рис.1.6 – $I''^{(3)}_{\text{К4}}$).

Також струм спрацьовування захисту повинен бути відбудований від максимального струму асинхронного режиму

$$I_{\text{СЗ}} = k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{ПЕР}} \cdot k_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{АР}}. \quad (1.41)$$

Із двох умов (1.40) і (1.41) приймається найбільше значення.

Струм спрацьовування реле:

$$I_{CP} = I_{C3} / k_{1НГ} . \quad (1.42)$$

Потім визначається кількість витків диференційної обмотки ($W_{\text{диф.мак}} = 35$ в) та зрівнювальних обмоток ($W_{3P.\text{мак}} = 34$ в), що встановлюються.

Число витків диференційної обмотки:

$$W_{\text{диф}} = F_{CP} / I_{CP} , \quad (1.43)$$

де F_{CP} – намагнічувальна сила спрацьовування реле (для РНТ-562 – $F_{CP} = 60$ А·в; для РНТ-565 – $F_{CP} = 100$ А·в).

Отримане значення $W_{\text{диф}}$ округляється до найближчого меншого цілого числа. Потім визначаються кінцеві значення I_{CP} і I_{C3} .

Чутливість захисту перевіряється в режимах двофазного КЗ на виводах генератора (точка К4, рис.1.6) по струмах підживлення пошкодження від генератора й електросистеми:

$$k_{ч} = I''^{(2)}_{\text{ф,К4}} / I_{C3} , \quad (1.44)$$

$$k_{ч} = I^{(2)}_{\text{К4}} / I_{C3} . \quad (1.45)$$

У відповідності з ПУЕ коефіцієнт чутливості повинен бути не менше 2.

Захист, виконаний на реле ДЗТ-11/5 із процентним гальмуванням, забезпечує відбудову від максимального струму небалансу при струмі спрацьовування, меншому номінального струму генератора. Реле має 144 витки в робочій (диференційній) обмотці з відпайкою від половини витків і 36 витків у гальмівній обмотці. Для схеми захисту генератора з паралельними гілками в кожній фазі встановлене число витків робочої обмотки зі сторони нульових виводів $W_{PN} = 72$ в і зі сторони фазних виводів генератора $W_P = 144$ в.

Мінімальний струм спрацьовування захисту:

$$I_{C3,\text{min}} = 100 k_{1НГ} / W_P . \quad (1.46)$$

Максимальний струм небалансу в захисті:

$$I_{НБ,\text{мак}} = k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot f_{i\text{мак}} I_{\text{скв}} , \quad (1.47)$$

де $I_{\text{мак.скв}}$ – максимальний наскрізний струм через захист при трифазному КЗ на виводах генератора чи в асинхронному режимі.

Намагнічувальна сила робочої обмотки:

$$F_P = k_H \cdot I_{НБ,\text{мак}} \cdot W_P / k_{1Г} , \quad (1.48)$$

де k_H – коефіцієнт надійності, для реле ДЗТ-11/5 – $k_H = 1,5$.

Намагнічувальна сила гальмівної обмотки F_T визначається за гальмівною характеристикою реле при мінімальному гальмуванні, в даному розрахунку приймається:

$$F_T = F_P / \operatorname{tg} \alpha, \quad (1.49)$$

де $\operatorname{tg} \alpha = 0,75$ – тангенс кута нахилу кривої $F_P = f(F_T)$ на гальмівній характеристиці ДЗТ-11/5.

Гальмівний струм:

$$I_T = I_{\max. \text{СКВ}} / k_{1Г}. \quad (1.50)$$

Розрахункове число витків гальмівної обмотки:

$$W_T = F_T / I_T. \quad (1.51)$$

При виборі числа витків W_T приймається найближче велике ціле число.

Чутливість захисту при відключеному вимикачі, коли відсутнє гальмування:

$$k_{\text{Ч}} = W_{\text{PN}} \cdot I_{\text{К4}}^{1(2)} / (100 \cdot k_{1МГ}). \quad (1.52)$$

Чутливість захисту при включеному в мережу генераторі в режимі двофазного КЗ на виводах генератора визначається за величинами намагнічувальної сили робочої обмотки $F^{(2)}_P$ й намагнічувальної сили спрацьовування від робочої обмотки $F_{P.СР}$.

$$F^{(2)}_P = (I''^{(2)}_{\text{сист}} + I''^{(2)}_{\text{ген}}) W_P / k_{1Г}, \quad (1.53)$$

де $I''^{(2)}_{\text{сист}}$ і $I''^{(2)}_{\text{ген}}$ – відповідно струми підживлення від системи й генератора при двофазному КЗ на виводах генератора.

Гальмівна намагнічувальна сила в даному режимі КЗ:

$$F^{(2)}_T = I''^{(2)}_{\text{сист}} \cdot W_T / k_{1Г}. \quad (1.54)$$

Намагнічувальна сила спрацьовування від робочої обмотки визначається за гальмівною характеристикою реле при максимальному гальмуванні, в даному розрахунку приймається:

$$F_{P.СР} = k_{T. \max} \cdot F^{(2)}_T, \quad (1.55)$$

де $k_{T. \max} = 1,5$ – максимальний коефіцієнт гальмування.

Чутливість захисту при включеному в мережу генераторі:

$$k_{\text{Ч}} = F^{(2)}_P / F_{P.СР}. \quad (1.56)$$

Поперечний диференційний захист генератора. Захист виконується на реле РТ-40/Ф із фільтром вищих гармонік. Первинний струм спрацьовування при проектуванні приймається рівним $0,2I_{\text{НГ}}$. При наладці струм спрацьовування перевіряється за результатами вимірів струму небалансу в режимі холостого ходу генератора при максимально можливій напрузі та в

режимі КЗ при номінальному струмі. Після уточнення струм спрацьовування захисту, як правило,

$$I_{CЗ} < 0,2 I_{НГ}.$$

Нижче представлений спрощений розрахунок захисту з наступними допущеннями: ЕРС обмотки статора генератора прямо пропорційна числу витків; при виткових замиканнях опір обмотки статора пропорційний квадрату числа витків і визначається із значення X''_d ; активні й перехідні опори не враховуються.

При короткому замиканні одного витка струм у захисті дорівнює:

$$I_{К1} = \Delta E / (X + X_{ав.1}), \quad (1.57)$$

де ΔE – ЕРС на одному витку, в.о; X – опір непошкодженої гілки, в.о.; $X_{ав.1}$ – опір пошкодженої гілки ЕРС на одному витку:

$$\Delta E = E''_q / W. \quad (1.58)$$

де W – число витків кожного відгалуження обмотки статора генератора. Опір непошкодженої гілки:

$$X = 2 X''_d. \quad (1.59)$$

Опір пошкодженої гілки:

$$X_{ав.1} = X (W - 1)^2 / W^2. \quad (1.60)$$

Струм спрацьовування реле:

$$I_{СР} = I_{К1} / k_{ч.норм}, \quad (1.61)$$

де $k_{ч.норм}$ – нормований коефіцієнт чутливості диференціального захисту.

Струм у ланцюзі одного пошкодженого витка без врахування перехідного опору в місці пошкодження:

$$I_{К1} = \Delta E W^2 / X. \quad (1.62)$$

При короткому замиканні двох витків струм у захисті дорівнює:

$$I_{К2} = 2 \cdot \Delta E / (X + X_{ав.2}). \quad (1.63)$$

Опір пошкодженого відгалуження:

$$X_{ав.2} = X (W - 2)^2 / W^2. \quad (1.64)$$

Струм спрацьовування реле:

$$I_{СР} = I_{К2} / k_{ч.норм}. \quad (1.65)$$

Захист від замикань на землю в обмотці статора генератора. Захист виконується на блок-реле БРЕ 1301 (як правило, у виконанні захисту ЗЗГ-11),

яке складається з органів напруги 1-ї і 3-ї гармоніки та охоплює всю обмотку статора генератора без зони нечутливості (100-процентний захист). На виходах блок-реле встановлені фільтри на частоти 50 і 150 Гц. Уставка органу напруги 1-ї гармоніки (реле максимальної напруги), який підключається до напруги нульової послідовності $3U_0$ трансформатора напруги зі сторони виводів генератора, обирається за умовою відстроювання від нетривалих знижень рівня ізоляції в процесі експлуатації $U_{CP.1} = 10 - 15$ В.

Для відстроювання від однофазних коротких замикань за трансформатором блоку використовується блокування за допомогою реле напруги зворотної послідовності. Орган 3-ї гармоніки реагує на відносний результуючий опір 3-ї гармоніки обмотки статора зі сторони нейтралі на землю і називається «реле опору» (чи «реле з гальмуванням»). Уставки відносного опору спрацьовування (у відносних одиницях) можуть регулюватися в межах

0,3 – 3. До «реле опору» подається випрямлена сума напруги 3-ї гармоніки від трансформаторів напруги в нейтралі і на виводах генератора (робоча напруга $|U_B + U_M|$ і гальмівна випрямлена напруга 3-ї гармоніки зі сторони нейтралі $|U_M|$).

Параметри спрацьовування органу 3-ї гармоніки визначаються величинами відносного опору спрацьовування: $Z_{CP} = (|U_M|) / (|U_N + U_B|)$ і коефіцієнтами гальмування $k_T = 1 / Z_{CP}$. Приймаються $Z_{CP} = 1,5$ або $k_T = 0,67$.

Для відстроювання від можливих короточасних спрацьовуваннях захисту в перехідних режимах встановлюється витримка часу $t = 0,5$ с.

Захист від зовнішніх замикань на землю. Струмовий захист нульової послідовності виконується за допомогою двох струмових реле (1КА і 2КА) типу РТ-40, включених на струм нейтралі трансформатора блоку (реле включається у вторинний ланцюг трансформатора струму, вбудованого в силовий блочний трансформатор). Реле 1КА призначене для резервування захистів від коротких замикань на землю суміжних елементів мережі ВН. За допомогою більш чутливого реле 2КА здійснюється ділення шин ВН і прискорена ліквідація неповнофазних режимів.

Уставка реле 1КА (резервного захисту) обирається за умовою узгодження з найбільш чутливими ступенями захисту від замикань на землю ліній, що відходять:

$$I_{1KA} = k_H \cdot I_{C3.0П}, \quad (1.66)$$

де $I_{C3.0П}$ – струм спрацьовування найбільш чутливого ступеня захисту від замикання на землю ліній, що відходять.

Орієнтовно I_{1KA} розраховується за умовою чутливості до однофазного КЗ на стороні ВН блочного трансформатора:

$$I_{1KA} = 3 I_0^{(1)} / k_{ч.норм}, \quad (1.67)$$

де $k_{ч.норм} = 2; 3 I_0^{(1)}$ – струм в аварійній фазі при однофазному КЗ на стороні ВН енергоблоку (точка К1, див. рис.1.6).

Захист від зовнішніх багатозфазних замикань. Захист є дистанційним і виконується одноступінчастим, односистемним з боку ВН енергоблоку на одному з трьох реле опору в блок-реле БРЕ - 2801. Опір спрацьовування визначається за умовою відстроювання від найбільшого реально можливого навантаження. Мінімальний опір навантажувального режиму:

$$Z_{\text{НГ, min}} = U_{\text{min}} / (1,73 k_{\text{ПГ}} \cdot I_{\text{Н}}), \quad (1.68)$$

де U_{min} – мінімальна напруга сторони ВН енергоблоку, приймається $0,9U_{\text{ВН}}$; $k_{\text{ПГ}}$ – коефіцієнт припустимого короточасного перевантаження по струму, приймається 1,5; $I_{\text{Н}}$ – первинний номінальний струм енергоблоку сторони ВН.

Опір спрацьовування захисту при куті навантаження, виходячи з номінального $\cos\varphi_{\text{НГ}}$ для даного генератора й незмінності активної потужності на валу генератора (в основному $\cos\varphi_{\text{НГ}} = 0,85$; $\varphi_{\text{НГ}} = 31,5^\circ$):

$$Z_{\text{СЗ},\varphi_{\text{НГ}}} = Z_{\text{НГ, min}} / (k_{\text{Н}} k_{\text{В}}), \quad (1.69)$$

де $k_{\text{Н}}$ – коефіцієнт надійності, рівний 1,2; $k_{\text{В}}$ – коефіцієнт повернення, рівний 1,1.

Опір спрацьовування захисту при куті максимальної чутливості (приймається $\varphi_{\text{max}\cdot\text{ч}} = 80^\circ$):

$$Z_{\text{СЗ},\varphi_{\text{max}\cdot\text{ч}}} = Z_{\text{СЗ},\varphi_{\text{НГ}}} / \{\cos(80^\circ - 31,5^\circ)\}.$$

Для захисту використовується еліптична характеристика опору спрацьовування, розміщена в 1 квадраті комплексної площини й така, що проходить через початок координат.

Мала вісь еліпса (2 в) дорівнює:

$$2\text{в} = Z_{\text{СЗ},\text{max}\cdot\text{ч}}. \quad (1.70)$$

Велика вісь еліпса (2 а) дорівнює:

$$2\text{а} = Z_{\text{СЗ},\varphi_{\text{max}\cdot\text{ч}}} / 0,5. \quad (1.71)$$

Уставка реле БРЕ-2801:

$$Z_{\text{СР}} = 2\text{а} k_{\text{I}} / k_{\text{U}}, \quad (1.72)$$

де k_{I} – коефіцієнт трансформації трансформатора струму сторони ВН енергоблоку, k_{U} – коефіцієнт трансформації трансформатора напруги ВН енергоблоку (як правило, при 100 В вторинних).

Захист від симетричного перевантаження генератора. Захист виконується на реле РТВК з високим коефіцієнтом повернення ($k_{\text{П}} = 0,9$), включеному в одну з фаз вторинного ланцюга трансформатора струму генератора. Номінальний струм РТВК 5А.

Первинний струм спрацьовування захисту:

$$I_{\text{СЗ}} = k_{\text{Н}} I_{\text{НГ}} / k_{\text{П}}, \quad (1.73)$$

де k_H – коефіцієнт надійності; k_{Π} – коефіцієнт повернення.

Струм спрацьовування реле:

$$I_{CP} = I_{C3} / k_{1r}. \quad (1.74)$$

Струмовий захист зворотної послідовності. Захист виконується на фільтр-реле РТФ-6М, що містить фільтр струму зворотної послідовності (ФСЗП), орган з інтегрально залежною характеристикою витримки часу, дві відсічки й сигнальний орган.

Інтегральний орган призначений для захисту генератора від перевантаження струмами зворотної послідовності, відсічки - для резервного захисту від несиметричних КЗ: більш чутлива відсічка I - для далекого резервування, а більш груба відсічка II - для ближнього резервування. Фільтр-реле випускаються на номінальні струми 5 і 10 А з діапазонами уставок А: 5 – 10; 10 – 20; 20 – 45 (для гідрогенераторів). Діапазон уставок по струму ($I_{2,CP}$) на вході фільтра: для сигнального органу (0,05 – 0,15) $I_{НОМ}$, для відсічки I – (0,4 – 1,2) $I_{НОМ}$, для відсічки II – (0,7 – 1,9) $I_{НОМ}$.

Струм спрацьовування відсічки I обирається за умовою узгодження з III – IV ступенями резервних захистів від міжфазних КЗ приєднань РУ на стороні ВН енергоблоку. При використанні відсічки I і для ділення шин струм спрацьовування можна прийняти (0,4 – 0,6) $I_{НОМ}$. Витримка часу відсічки, що діє на ділення шин, повинна бути на ступінь селективності більше максимальної витримки часу резервних захистів приєднань РУ.

Струм спрацьовування відсічки II обирається за умовою узгодження з уставками перших ступенів тих же резервних захистів приєднань на стороні ВН енергоблоку. Витримка часу узгоджується зі швидкодіючими захистами блочного трансформатора, ступінь селективності приймається рівною 0,3 с. На енергоблоках із вимикачем у ланцюзі генератора відсічка II забезпечує зберігання в роботі блочного трансформатора та живлення власних потреб у випадках відмови поздовжнього диференційного захисту генератора.

Уставка А на інтегральному органі приймається рівною відповідному значенню для генератора, що захищається.

Захист від підвищення напруги. Захист виконується на реле максимальної напруги типу РСН-14 з високим коефіцієнтом повернення, рівному 0,95. На блоках із турбогенераторами захист повинен діяти тільки на холостому ходу генератора (вводиться в дію при зникненні струму в реле РТ-40/Р у схемі ПРВВ) на гасіння поля без витримки часу. При переході генератора блоку в режим холостого ходу (при відключенні генератора від мережі) захист автоматично вводиться в дію з витримкою часу 3 с з метою відбудовування від короткочасного підвищення напруги на генераторі через скидання навантаження. На блоках із гідрогенераторами захист повинен діяти на вимкнення генератора від мережі й гасіння поля у випадках підвищення напруги через скидання навантаження. На потужних гідрогенераторах із безпосереднім охолодженням обмоток захист доповнюється другим ступенем для використання в режимі холостого ходу, аналогічно захисту на блоках із

турбогенераторами. Уставка за напругою приймається: на блоках із турбогенераторами $-1,2 U_{\text{НОМ}}$, на блоках із гідрогенераторами $-1,5 U_{\text{НОМ}}$.

Захист від перевантаження ротора. Застосовується пристрій захисту типу РЗР-ІМ з двома ступенями дії: перший діє на розбудження генератора, другий – на вимкнення генератора від мережі й на гасіння поля. Кожний ступінь має свою залежну характеристику витримки часу. Витримки часу першого ступеня нижче другої на 20 %. Інтегральний орган в обох ступенях враховує накопичення тепла в обмотці ротора при перевантаженні й охолодженні ротора після усунення перевантаження. В захисті маються сигнальний орган і пусковий орган. Діапазон уставок сигнального органу(1,0 – 1,2) $I_{\text{РОТ,НОМ}}$ – рекомендується 1,05, пускового органу(1,05 – 1,25) $I_{\text{РОТ,НОМ}}$ – рекомендується 1,1.

Захист від втрати збудження. Захист виконується на реле опору в блоку реле БРЕ-2801. Кругова характеристика захисту повинна розміщуватися в III і IV квадрантах комплексної площини опорів генератора (струм зі сторони нейтралі, напруга – на виводах генератора). Кут максимальної чутливості приймається рівним 270° . Діаметр окружності характеристики реле приймається рівним $Z_{\text{УСТ}} = 1,1 X_d$, щоб забезпечити надійну роботу реле при втраті збудження ненавантаженого генератора. Зміщення характеристики в III квадрант $Z_{\text{СМ}} = 0,4 X_d^1$, витримка часу 1 – 2 с.

Для забезпечення можливості самосинхронізації генератора захист автоматично вводиться в дію через 1 с після появи струму в статорі генератора.

Приклад 1.7 Розрахунок поздовжнього диференційного захисту генератора.

Вихідні дані в прикладі 1.1. Номінальний струм генератора 10,2 кА. Коефіцієнти трансформації трансформаторів струму зі сторони нейтралі:

$$k_{1\text{МТ}} = 6000 / 5 = 1200.$$

З боку лінійних виводів:

$$k_{1\text{МТ}} = 12000 / 5 = 2400.$$

Рішення. Захист із застосуванням реле РНТ-565. Струм спрацьовування за умовою відстроювання від максимального струму небалансу в перехідному режимі при зовнішньому КЗ:

$$I_{\text{СЗ}} = k_{\text{Н}} k_{\text{ПЕР}} k_{\text{ОДН}} f_i \cdot I''^{(3)}_{\text{К4}},$$
$$I_{\text{СЗ}} = 1,3 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 64850 = 8430 \text{ А.}$$

За умовою відстроювання від максимального струму асинхронного режиму, максимальний струм хитань дорівнює 64200 А, що менше наскрізного струму короткого замикання.

Приймається найбільше значення $I_{\text{СЗ}} = 8430 \text{ А}$.

Струм спрацьовування реле:

$$I_{\text{СР}} = I_{\text{СЗ}} / k_{1\text{МТ}} = 8430 / 1200 = 7,03 \text{ А.}$$

Число витків диференціальної обмотки:

$$W_{\text{ДИФ}} = F_{\text{СР}} / I_{\text{СР}},$$
$$W_{\text{ДИФ}} = 100 / 7,03 = 14,23 \text{ в.}$$

Отримане значення округляється до найближчого меншого цілого числа:

$$W_{\text{диф}} = 14 \text{ в.}$$

Остаточо: $I_{\text{CP}} = 100 / 14 = 7,14 \text{ А}$; $I_{\text{C3}} = 7,14 \cdot 1200 = 8571 \text{ А}$.

Чутливість захисту в режимі двофазного КЗ на виводах генератора за струмами підживлення від генератора й системи:

$$K_{\text{чГ}} = 50,55 / 8,571 = 5,9; K_{\text{чС}} = 58,57 / 8,571 = 6,8.$$

Захист із застосуванням спеціального реле ДЗТ-11/5 для диференційних захистів потужних генераторів.

Установлене число витків робочої обмотки зі сторони нульових виводів: $W_{\text{PN}} = 72 \text{ в}$; зі сторони фазних виводів генератора $W_{\text{P}} = 144 \text{ в}$.

Мінімальний струм спрацьовування захисту:

$$I_{\text{C3, min}} = 100 k_{1\text{НГ}} / W_{\text{P}},$$

$$I_{\text{C3, min}} = 100 \cdot 1200 / 72 = 1666 \text{ А};$$

$$I_{\text{C3, min}} = 1666 / 10200 = 0,163 I_{\text{НОМ}}.$$

Максимальний наскрізний струм через захист $I_{\text{max.скв}}$ при трифазному КЗ на виводах генератора 64850 А та в асинхронному режимі $I_{\text{AP}} = 64200 \text{ А}$.

Максимальний струм небалансу в захисті:

$$I_{\text{НБ, max}} = k_{\text{ПЕР}} \cdot k_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{max.скв}},$$

$$I_{\text{НБ, max}} = 1 \cdot 1,1 \cdot 64850 = 6485 \text{ А}.$$

Намагнічувальна сила робочої обмотки:

$$F_{\text{P}} = k_{\text{H}} I_{\text{НБ, max}} \cdot W_{\text{P}} / k_{1\text{Г}},$$

$$F_{\text{P}} = 1,5 \cdot 6485 \cdot 144 / (12000 / 5) = 584 \text{ А} \cdot \text{в.}$$

Намагнічувальна сила гальмівної обмотки:

$$F_{\text{T}} = F_{\text{P}} / \text{tg } \varphi,$$

$$F_{\text{T}} = 584 / 0,75 = 778 \text{ А} \cdot \text{в.}$$

Гальмівний струм:

$$I_{\text{T}} = I_{\text{max.скв}} / k_{1\text{Г}},$$

$$I_{\text{T}} = 64850 / 2400 = 27 \text{ А}.$$

Розрахункове число витків гальмівної обмотки:

$$W_{\text{T}} = F_{\text{T}} / I_{\text{T}},$$

$$W_{\text{T}} = 778 / 27 = 29 \text{ в.}$$

Чутливість захисту через вимкнення вимикача, коли немає гальмування:

$$k_{\text{ч}} = W_{\text{PN}} I^{1(2)}_{\text{к4}} / (100 \cdot k_{1\text{НГ}})$$

$$k_{\text{ч}} = 72 \cdot 50,55 \cdot 10 / 1200 = 30.$$

Чутливість захисту при ввімкненому в мережу генераторі. Робоча намагнічувальна сила:

$$F^{(2)}_{\text{P}} = (I''^{(2)}_{\text{сист}} + I''^{(2)}_{\text{ген}}) W_{\text{P}} / k_{1\text{Г}},$$

$$F^{(2)}_{\text{P}} = (58,57 + 50,55) \cdot 144 / 2,4 = 6547 \text{ А} \cdot \text{в.}$$

Гальмівна намагнічувальна сила:

$$F^{(2)}_{\text{T}} = I''^{(2)}_{\text{сист}} W_{\text{T}} / k_{1\text{Г}},$$

$$F^{(2)}_{\text{T}} = 58,57 \cdot 29 / 2,4 = 708 \text{ А} \cdot \text{в.}$$

Намагнічувальна сила спрацьовування від робочої обмотки (за гальмівною характеристикою реле) при максимальному гальмуванні:

$$F_{\text{P,CP}} = k_{\text{T, max}} \cdot F^{(2)}_{\text{T}},$$

$$F_{P,CP} = 1,5 \cdot 708 = 1062 \text{ А} \cdot \text{В}.$$

Чутливість захисту при ввімкненому в мережу генераторі:

$$k_{\text{ч}} = F^{(2)}_{\text{P}} / F_{P,CP},$$

$$k_{\text{ч}} = 6547 / 1062 = 6,1.$$

Приклад 1.8 Розрахунок поперечного диференційного захисту генератора.

Рішення. Первинний струм спрацьовування за умовою відстроювання від максимального струму небалансу при надструмах (приймається при проектуванні):

$$I_{C3} = 0,2 I_{\text{НГ}},$$

$$I_{C3} = 0,2 \cdot 10200 = 2040 \text{ А}.$$

Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму:

$$k_I = 1500 / 5 = 300.$$

Приймається до установки реле РТ-40/Ф із струмом спрацьовування:

$$I_{CP} = I_{C3} / k_I,$$

$$I_{CP} = 2040 / 300 = 6,8 \text{ А}.$$

Спрощений розрахунок захисту з визначенням струмів у ланцюзі витків, що замкнулися. ЕРС на одному витку:

$$\Delta E = E''_q / W,$$

$$\Delta E = 1,11 / 9 = 0,123.$$

Опір непошкодженого відгалуження:

$$X = 2X'',$$

$$X = 2 \cdot 0,173 = 0,346.$$

Опір пошкодженого відгалуження:

$$X_{\text{ав.1}} = X \cdot (W - 1)^2 / W^2,$$

$$X_{\text{ав.1}} = (9 - 1)^2 \cdot 0,346 / 9^2 = 0,273;$$

$$X_{\text{ав.2}} = X \cdot (W - 2)^2 / W^2,$$

$$X_{\text{ав.2}} = (9 - 2)^2 \cdot 0,346 / 9^2 = 0,209.$$

Струм у захисті при КЗ одного витка:

$$I_{K1} = \Delta E / (X + X_{\text{ав.1}}),$$

$$I_{K1} = 0,123 / (0,346 + 0,273) = 0,199.$$

Струм спрацьовування реле:

$$I_{CP} = I_{K1} / k_{\text{ч.норм}},$$

$$I_{CP} = 0,199 / 2 = 0,1.$$

Струм у ланцюзі одного витка, що замкнувся, без урахування перехідного опору в місці пошкодження:

$$I_K = \Delta E \cdot W^2 / X,$$

$$I_K = 0,123 \cdot 9^2 / 0,346 = 29.$$

При короткому замиканні двох витків:

$$I_{K2} = 2 \Delta E / (X + X_{\text{ав.2}}),$$

$$I_{K2} = 2 \cdot 0,123 / (0,346 + 0,209) = 0,44.$$

Струм спрацьовування реле:

$$I_{CP} = I_{K2} / k_{\text{ч.норм}},$$

$$I_{CP} = 0,44 / 2 = 0,22.$$

З двох параметрів розрахунку струму спрацьовування реле (0,22 і 0,1) приймається найменше значення уставки 0,1. Тоді уставка реле РТ-40/Ф:

$$I_{CP,I} = I_{CP} I_{НГ} / k_I,$$

$$I_{CP,I} = 0,1 \cdot 10200 / 300 = 3,4 \text{ А.}$$

Приклад 1.9 Розрахунок захисту генератора від зовнішніх коротких замикань на землю.

Рішення. Виконується за допомогою двох струмових реле 1КА і 2КА типу РТ-40, включених у вторинний ланцюг трансформатора струму, вбудованого в нейтралі блочного трансформатора. Номінальний струм блочного трансформатора:

$$I_{НОМ} = S_{Т1} / (1,73 \cdot U_{Т1}),$$

$$I_{НОМ} = 250 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 230) = 630 \text{ А.}$$

Коефіцієнт трансформації трансформатора струму в нейтралі блочного трансформатора:

$$k_I = 200 / 1 = 200.$$

Струм спрацьовування реле 1КА (грубий орган) за умовою нормованої чутливості до однофазного КЗ на стороні ВН блочного трансформатора:

$$I_{1КА} = I_{N, Т1} / (k_{Ч,НОР} \cdot k_I),$$

$$I_{1КА} = 5400 / (2 \cdot 200) = 13,5 \text{ А.}$$

Приймається РТ-40/20.

Струм спрацьовування реле 2КА (чутливий орган) за умовами:

– узгодження з уставкою більш грубого реле 1КА:

$$I_{2КА} = I_{1КА} / 1,05,$$

$$I_{2КА} = 13,5 / 1,05 = 12,8 \text{ А.}$$

– надійної дії в неповно фазних режимах енергоблоку при мінімальному навантаженні:

$$I_{2КА} = 0,4 \cdot I_{НОМ} / (1,2 k_I),$$

$$I_{2КА} = 0,4 \cdot 630 / (1,2 \cdot 200) = 1 \text{ А.}$$

З двох умов приймається найменша $I_{2КА} = 1 \text{ А}$ и реле РТ-40/2.

Приклад 1.10 Розрахунок захисту генератора від зовнішніх багатофазних коротких замикань.

Рішення. Виконується одноступінчастою односистемною з боку ВН енергоблоку за допомогою дистанційного реле БРЕ-2801 (напряга з боку ВН).

Первинний номінальний струм енергоблоку з боку ВН:

$$I_H = S_H / (1,73 U_H),$$

$$I_H = 300 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 0,85 \cdot 230) = 887 \text{ А.}$$

Коефіцієнт трансформації трансформатора струму:

$$k_I = 200 / 1 = 200.$$

Мінімальний опір навантажувального режиму відповідно до (1.68):

$$Z_{НГ, \min} = 0,9 \cdot 230 / (1,73 \cdot 1,5 \cdot 0,887) = 90 \text{ Ом.}$$

Опір спрацьовування захисту при куті навантаження $\varphi_{НГ} = 31,5^\circ$ згідно з (1.69):

$$Z_{СЗ, \varphi_{НГ}} = 90 / (1,2 \cdot 1,1) = 68 \text{ Ом.}$$

Опір спрацьовування захисту при куті максимальної чутливості $\varphi_{\max \cdot ч} = 80^\circ$ за формулою (1.70):

$$Z_{C3, \varphi_{\max \cdot ч}} = 68 / \cos 48,5^\circ = 103 \text{ Ом.}$$

Характеристика реле: еліпс, розміщений у 1 квадранті комплексної площини і такий, що проходить через початок координат.

Мала вісь еліпса відповідно до (1.71):

$$Z_{C3, MO} = 103 \text{ Ом.}$$

Велика вісь еліпса відповідно до (1.72):

$$Z_{C3, BO} = 206 \text{ Ом.}$$

Уставка реле БРЕ-2801 відповідно до (1.73):

$$I_{CP} = 206 \cdot 2000 / \{230000 / 100\} = 179 \text{ Ом.}$$

Приклад 1.11 Розрахунок захисту від перевантаження генератора.

Рішення. Виконується на реле РТВК чи РСТ13. Струм спрацьовування захисту за умовою повернення при номінальному струмі генератора:

$$I_{C3} = 1,1 \cdot 10200 / 0,9 = 12466 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування реле (в одній фазі):

$$I_{CP} = 12466 / (12000 / 5) = 5,2 \text{ А.}$$

Приклад 1.12 Розрахунок миттєвої струмової відсічки блочного трансформатора.

Рішення. Миттєва струмове відсічення (МСВ) виконується на трьох реле струму РТ-40, що включаються в ланцюги трансформаторів струму А, В, С на стороні ВН блочного трансформатора. МСВ працює безпосередньо на вимкнення вимикачів від контактів реле струму. Основна мета – відключити якомога швидше пошкодження на виводах і частині обмотки зі сторони ВН трансформатора. Вихідні дані у прикладі 1.1.

Струм спрацьовування захисту за умовами:

– відстроювання від струму енергоблоку при КЗ на стороні ВН блочного трансформатора:

$$I_{C3} = k_H I''^{(3)}_{K3} (U_1 / U_2),$$

$$I_{C3} = 1,4 \cdot 38420 (20 / 230) = 4677 \text{ А;}$$

– за умовою відстроювання від струму качань:

$$I_{C3} = k_H I_{КАЧ} (U_1 / U_2),$$

$$I_{C3} = 1,4 \cdot 64200 (20 / 230) = 6141 \text{ А.}$$

Приймається найбільше значення $I_{C3} = 6,14 \text{ кА}$.

Струм спрацьовування реле:

$$I_{CP} = I_{C3} k_{CX} / k_I,$$

$$I_{CP} = 6141 / 2000 = 3,1 \text{ А (РТ-40/ 6).}$$

Чутливість МСВ:

$$k_{ч} = 0,87 I^{(3)}_{K,C1} / I_{C3},$$

$$k_{ч} = 0,87 \cdot 30000 / 6141 = 4,2 \geq 2.$$

Приклад 1.13 Резервування захистів енергоблоку з боку вищої напруги.

Захист включається в ланцюги виносних трансформаторів струму зі сторони ВН відкритого розподільчого пристрою (ВРП) енергоблоку й живляться від акумуляторної батареї (АБ) ВРП чи іншої АБ, незалежної від

розглядуваного енергоблоку, а також виконується за окремими ланцюгами, не пов'язаними з вихідними реле основних захистів енергоблоку. При виборі захисту в першу чергу розглядається установка міжфазної струмової відсічки, яка повинна бути чутлива до коротких замикань на виводах ВН блочного трансформатора в мінімальних режимах роботи енергосистеми. Первинний струм спрацьовування струмової відсічки за умовою відстроювання від максимальних струмів зовнішніх КЗ, кидків струму намагнічування блочного трансформатора і струмів качань, які виникають при порушенні стійкої роботи електростанції у складі енергосистеми.

Струмами зовнішніх коротких замикань називаються наскрізні струми, які надходять від енергоблоку при міжфазних коротких замиканнях або короткі замикання на землю на шинах ВН. Різкі кидки струму намагнічування з'являються при включенні блочного трансформатора під напругу чи при відновленні на ньому напруги після вимкнення зовнішнього короткого замикання. Струми хитань враховуються у випадку переходу центру качань з енергосистеми в блок генератор-трансформатор. Електростанції в основному працюють із великим запасом стійкості й можливість глибоких синхронних качань дуже мала. Тому, з метою підвищення захисної спроможності струмової відсічки не слід відстроювати від струмів качань введенням витримки часу чи застосуванням спеціальних блокуючих пристроїв.

Розрахунки показують (приклад 1.11), що для більшості електростанцій указана струмове відсічення чутлива (коефіцієнт чутливості перевищує 1,5) до двофазних коротких замикань на виводах генератора. Рекомендується додатково застосовувати чутливу відсічку за струмом із блокуванням за максимальною напругою шин ВН або з блокуванням за мінімальною напругою на виводах генератора, або спрямовану чутливу відсічку за струмом, або чутливий дистанційний захист. Чутливість останнього не залежить від режимів енергосистеми і разом із земляною відсічкою дистанційний захист може бути застосований для більшості електростанцій. Зазвичай уставка дистанційного захисту обирається в межах 1,5 – 2 від індуктивного опору блочного трансформатора.

Вихідні дані: Генератор: $P_{Г} = 300\text{МВт}$, $U_1 = 20\text{кВ}$, $\cos\varphi = 0,85$,

$X''_d = 0,19$. Блочний трансформатор: $S_{Т1} = 400\text{МВА}$, $U_2 = 347\text{кВ}$,

$U_{К} = 10,9\%$.

Струми короткого замикання з боку ВН від енергосистеми:

$I_{\text{max,C}}^{(3)} = 27,5\text{кА}$,

$I_{\text{min,C}}^{(2)} = 8,1\text{кА}$.

Рішення. Визначається уставка максимального струмового захисту (МСЗ) зі сторони ВРП 330кВ, що забезпечує резервування захистів енергоблоку (в тому числі диференціального захисту). Захист виконується на оперативному струмі управління вимикачів ВРП з пуском схеми ПРВВ і діючої за окремими ланцюгами, не пов'язаними з вихідними реле захистів енергоблоку. Струмові реле включаються за трифазною схемою на виносні трансформатори струму ВРП 330кВ. Блокування за напругою виконується з боку 20 кВ двома реле

напруги типу РН-53/60Д (або електронними реле), включеними на трансформатор напруги 20 кВ. Захист повинен відбудований від найбільшого зворотного струму, яким є струм зовнішнього короткого замикання на стороні ВН (К1) від енергоблоку:

$$I_{C3} = k_{OTC} I^{(3)}_{K1,Г-Т}$$

Розрахуємо опори, струми й напруги. Опір генератора й трансформатора:

$$X_{Г} = X''_d U^2 / S_{Г},$$

$$X_{Г} = 0,19347^2 / 300 = 64,8 \text{ Ом};$$

$$X_{Т} = U_{К} U^2 / (100 S_{Т}),$$

$$X_{Т} = 10,5 \cdot 347^2 / (100 \cdot 400) = 32,8 \text{ Ом}.$$

Струм короткого замикання від енергоблоку:

$$I^{(3)}_{K1,Г-Т} = U_{Ф} / (X_{Г} + X_{Т}),$$

$$I^{(3)}_{K1,Г-Т} = 347 \cdot 10^3 / (64,8 + 32,8) = 2055 \text{ А}.$$

Залишкова напруга на виводах генератора:

$$U_{ЗАЛ} = X_{Т} 100 / (X_{Г} + X_{Т}),$$

$$U_{ЗАЛ} = 32,8 \cdot 100 / (64,8 + 32,8) = 33,6 \text{ \%}.$$

Первинний струм спрацьовування захисту:

$$I_{C3} = k_{OTC} I^{(3)}_{K1,Г-Т}$$

$$I_{C3} = 1,2 \cdot 2055 = 2466 \text{ А}.$$

Приймаємо $I_{C3} = 2500 \text{ А}$.

Захист повинен відчувати КЗ на виводах генератора (К4).

Опори системи:

$$X_{C.min} = U_{Ф} / I^{(2)}_{min,C},$$

$$X_{C.min} = 347 / (1,73 \cdot 8,1) = 24,8 \text{ Ом};$$

$$X_{C.max} = U_{Ф} / I^{(3)}_{min,C},$$

$$X_{C.max} = 347 / (1,73 \cdot 27,5) = 7,3 \text{ Ом}.$$

Струми короткого замикання на виводах генератора в мінімальному (наприклад, при діленні системи й вимкненні суміжних енергоблоків) і максимальному режимах:

$$I^{(3)}_{min,K4} = U_{Ф} / (X_{C.min} + X_{Т}),$$

$$I^{(3)}_{min,K4} = 200,6 / (24,8 + 32,8) = 3,5 \text{ кА};$$

$$I^{(3)}_{max,K4} = U_{Ф} / (X_{C.max} + X_{Т}),$$

$$I^{(3)}_{max,K4} = 200,6 / (7,3 + 32,8) = 5,0 \text{ кА};$$

Чутливість захисту:

$$k_{Ч} = 0,87 I^{(3)}_{min,K4} / I_{C3},$$

$$k_{Ч} = 0,87 \cdot 3,5 / 2,5 = 1,2.$$

Напругу блокування приймаємо $U_{C.3} = 30 \text{ \%}$ або 30 В вторинних.

Приклад 1.14 Розрахунок спрямованого максимального струмового захисту енергоблоку.

Вихідні дані й особливості використання з метою релейного захисту ланцюгів змінного й постійного струму ВРУ наведені в прикладі 1.13. Якщо виконати резервний МСЗ спрямованим, то його потрібно відстроювати від максимальних струмів короткого замикання за трансформатором власних потреб (ТВП), що рівноцінно функціям диференціального захисту енергоблоку.

Спрямованість МСЗ від шин ВН в сторону енергоблоку дозволяє не враховувати зворотний наскрізний струм КЗ.

Рішення. Опори енергосистеми відносно точки КЗ К4 (на виводах генератора):

$$\begin{aligned}X_{C.\min K4} &= U_{\Phi} / I_{\min, K4}^{(3)}, \\X_{C.\min K4} &= 330 / (1,73 \cdot 3,5) = 54,8 \text{ Ом}; \\X_{C.\max K4} &= U_{\Phi} / I_{\max, K4}^{(3)}, \\X_{C.\max K4} &= 330 / (1,73 \cdot 5,0) = 38,1 \text{ Ом}.\end{aligned}$$

Опор трансформатора ТВП:

$$\begin{aligned}X_{\text{ТВП}} &= U_K \% \cdot U_{\Phi}^2 \cdot 2 / (100 S_T), \\X_{\text{ТВП}} &= 11,1 \cdot 330^2 \cdot 2 / (100 \cdot 32) = 755,5 \text{ Ом}.\end{aligned}$$

Опори енергосистеми відносно точки КЗК5 (за трансформатором ТВП):

$$\begin{aligned}X_{\min, K5} &= X_{C.\min K4} + X_{\text{ТВП}}, \\X_{\min, K5} &= 54,8 + 755,5 = 810,3 \text{ Ом}; \\X_{\max, K5} &= X_{C.\max K4} + X_{\text{ТВП}}, \\X_{\max, K5} &= 38,1 + 755,5 = 793,6 \text{ Ом}.\end{aligned}$$

Максимальний струм найближчого зовнішнього КЗ (наскрізний струм):

$$\begin{aligned}I_{\max, K5}^{(3)} &= U_{\Phi} / X_{\max, K5}, \\I_{\max, K5}^{(3)} &= 330 / (1,73 \cdot 0,794) = 240 \text{ А}.\end{aligned}$$

Номінальний струм ТВП:

$$\begin{aligned}I_{\text{ТВП}} &= S_T / (1,73 \cdot U_{\text{ВН}}), \\I_{\text{ТВП}} &= 32 / (1,73 \cdot 0,33) = 56 \text{ А}.\end{aligned}$$

Вибір струму спрацьовування спрямованого МСЗ виконується за умовами:

– не спрацьовування за відсутності пошкоджень:

$$\begin{aligned}I_{\text{СЗ}} &= k_H \cdot I_{\text{ТВП}}, \\I_{\text{СЗ}} &= 2 \cdot 56 = 112 \text{ А}.\end{aligned}$$

– не спрацьовування при зовнішніх пошкодженнях:

$$\begin{aligned}I_{\text{СЗ}} &= k_{\text{отс}} I_{\max, K5}^{(3)}, \\I_{\text{СЗ}} &= 1,4 \cdot 240 = 336 \text{ А}.\end{aligned}$$

Приймаємо $I_{\text{СЗ}} = 350 \text{ А}$.

Чутливість захисту:

$$\begin{aligned}k_{\text{ч}} &= I_{\min, K4}^{(2)} / I_{\text{СЗ}}, \\k_{\text{ч}} &= 0,87 \cdot 3,5 / 0,35 = 8,7.\end{aligned}$$

Таким чином, чутливий резервний спрямований максимальний струмовий захист діє із затримкою 0,5с на зупинку енергоблоку з пуском схеми ПРВВ і за своїми окремими ланцюгами, оминаючи вихідні реле основних захистів енергоблоку.

1.5 Мікропроцесорні захисти енергоблоку

Забезпечення надійного й безперебійного виробництва електроенергії електроустановками енергоблоку потрібної якості при мінімальних затратах нерозривно пов'язане з підвищенням технічного рівня пристроїв релейного захисту й автоматики (РЗА), впровадженням комплексної автоматизації управління робочими, аварійними й режимами Фізичний і моральний ресурс

електромеханічних пристроїв РЗА, значні затрати на обслуговування й ремонт, підвищені вимоги до електроенергетики сприяють впровадженню промислових мікропроцесорних пристроїв (МПП). Світовий ринок МПП пропонує методи й технічні засоби фірм ALSTOM, ABB, SIEMENS, AEG, SCHNEIDER, РАДИУС, МЕХАНОТРОНИКА, КИЕВПРИБОР, МИИТ (м. Москва), НИИЭФА (м. С.-Петербург), ХАРТРОН-ІНКОР (м. Харків) та ін. Сучасні цифрові пристрої релейного захисту й автоматики (ЦРЗА) інтегровані в рамках єдиного інформаційного комплексу функцій релейного захисту, регулювання, виміру й управління електроустановками. Такі пристрої входять до складу автоматизованої системи управління технологічним процесом енергетичного об'єкта, наприклад, електростанції (АСУ ТП ЕС). Мікропроцесорним інтегрованим автоматичним комплексам властиві важливі переваги.

Основні з них:

- функціональність;
- підвищена апаратна надійність, малі маси й габарити пристроїв, завдяки істотному зменшенню числа використовуваних блоків і з'єднань (один мікропроцесорний пристрій виконує зазвичай різні захисні функції, для реалізації яких раніше були потрібні кілька пристроїв);
- принципово нові можливості управління захистом і передачі від неї інформації на географічно віддалені рівні управління;
- можливість дистанційного (від ПЕВМ пульта управління оператора) зміни настройки й програм функціонування;
- автоматичне тестування й самодіагностика;
- суттєве підвищення зручності обслуговування й можливість скорочення обслуговуючого персоналу;
- можливість отримання практично будь-яких форм характеристик;
- можливість використання аварійних складових струму й напруги;
- автоматичне адаптування до зміни схеми й режим мережі;
- прискорення протиаварійних вимкнення і ввімкнення електротехнічного обладнання;
- можливість безпосередньої реєстрації процесів і подій та аналізу пошкоджень, що виникли в енергосистемі;
- видача оператору інформації про стан електроенергетичних об'єктів, що управляються, і про готовність до протиаварійних управляючих впливів на них протиаварійної автоматики;
- технологічність виробництва.

Перехід на нову мікропроцесорну елементну базу не приводить до істотної зміни принципів релейного захисту й електроавтоматики, а тільки розширює його функціональні можливості, спрощує експлуатацію. Нові можливості цифрової обробки сигналів та обміну інформацією, дозволяють реалізувати цілий ряд захисних функцій і характеристик (як вимірювальних і пускових органів, так і логічних органів), отримати які в пристроях на іншій елементній базі чи неможливо або досить важко, і одночасно можливість у деяких випадках значно спростити виконання конкретних алгоритмів. Можна

забезпечити високу точність виміру, високу постійність характеристик усіх елементів, безпеку відносно помилкових дій захисту. МПУ захисту мають принципово більш високу розпізнавальну здатність, ніж попередні (електромеханічних пристроїв, включаючи пристрої з елементами мікроелектроніки і напівпровідниковій основі). Переважно забезпечується пам'яттю, де зберігається інформація про попередній режим, і можливістю об'єднати інформацію про різні режими, фази та про стан різних місць системи.

З'явився новий клас релейних вимірювальних органів, які реагують на аварійні складові електричних величин, чого нема у електромеханіці. За допомогою запам'ятовування бінарних сигналів подій та аналогових вимірювальних значень у випадку аварії є можливість ретельного аналізу пошкоджень. Це значить, що аварійний реєстратор інтегрований у прилад захисту. Доля функцій релейного захисту в програмному забезпеченні пристрою зазвичай складає 5–30%. Останні функції: сервіс, зв'язок із більш високим рівнем, ведення баз даних та ін. Ці пристрої знаходяться у ведення спеціалістів як в області релейного захисту, так і в області АСУ ТП. На відміну від кінцевих пристроїв, що використовуються в системі АСУ ТП в інших областях промисловості, МПУ РЗ мають власний «інтелект» і можуть виконувати свої основні функції за повної відсутності цифрових каналів зв'язку, наприклад, при їхньому пошкодженні. Внутрішня, постійно діюча авто діагностика приводить до високої готовності приладів і дозволяє значно зменшити витрати на випробування. Усі дефекти за рахунок авто діагностики орієнтуються миттєво після їхнього виникнення. Безумовно, авто діагностика не може забезпечити 100 % вияву внутрішніх дефектів виробу. Глибина тестування цілком знаходиться в компетенції розробника, бо тестування виконується з урахуванням особливостей конкретного пристрою і, в загальному випадку, невідома користувачу. Реально тестуванням вдається охопити приблизно 80—95 % усіх елементів виробу. ЦРЗ має ряд суттєвих особливостей у порівнянні із попередніми поколіннями пристроїв релейного захисту. Указане відноситься, перш за все, до самої структури побудови ЦРЗ, де не існує фізичних блоків, що відповідають окремим захисним функціям. Це визначає необхідність зміни підходу й до перевірки ЦРЗ: підведенням певних комбінацій вхідних величин слід упевнитися не тільки в дії функцій, що перевіряються, але і в не дії інших функцій. Усе це робить можливим підвищення ефективності релейного захисту при застосуванні цифрових пристроїв, завдяки більш повному врахуванню пошкоджень в енергосистемі, більшій довговічності і меншим витратам на обслуговування, перш за все періодичне, внаслідок можливості збільшення строків між перевірками і відсутності необхідності ревізії будь-яких механічних елементів.

Приклад 1.15 Застосування приладних модулів фірми ALSTOM для захисту електроустановок енергоблоку.

Вихідні дані: Розглядається (рис. 1.7) генератор-трансформатор потужністю більше 160 МВт із трансформатором власних потреб (ТВП).

Енергоблок має генераторний вимикач. У кожній фазі обмотки статора генератора два паралельних відгалуження.

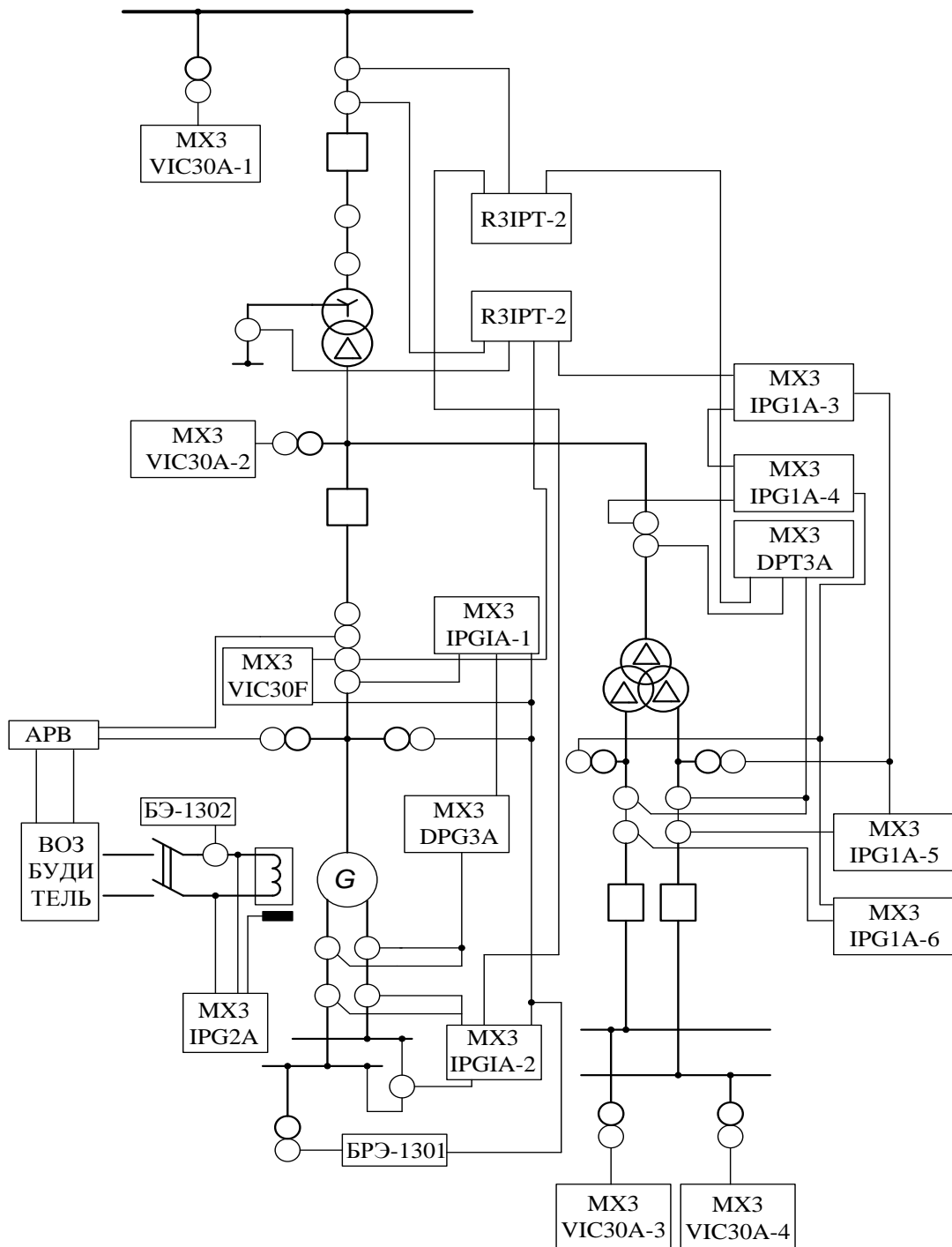


Рисунок 1.7 – Розміщення захисту енергоблоку генератор – трансформатор

Рішення. Для захистів енергоблоку генератор-трансформатор застосовується часткове дублювання.

Диференційні захисти генератора й трансформатора дублюються загальним диференційним захистом енергоблоку.

Резервні захисти генератора розподіляються між двома приладними модулями MX31PG1A.

100% захист від замикань на землю статора разом із ланцюгами генераторної напруги виконується на пристрої БРЕ-1301(фірма ЧЭАЗ).

Захист ротора від перевантаження із залежною характеристикою здійснюється пристроєм БРЕ-1302 (фірма ЧЭАЗ).

Резервний захист трансформатора власних потреб виконаний дистанційним.

Диференційний захист трансформатора власних потреб дублюється струмовим захистом, включеним за схемою логічної селективності.

Для захисту електроустановок енергоблоку застосовуються наступні пристрої.

Для генератора: 2 пристрої МХЗІРГ1А, МХЗДРГ3А, МХЗІРГ2А, МХЗVІS30F. Для блочного трансформатора: RЗІРТ.

Для трансформатора власних потреб: МХЗДРТ3А, 4 пристрої МХЗІРГ1А.

Загальний захист блоку на реле RЗІРТ.

Розподіл функцій між комплектами наступний.

Приладний модуль МХЗДРГ3А підключено на трансформатори струму виводів і нейтралі генератора. Функція – диференційний захист генератора.

Приладний модуль МХЗІРГ1А-1 підключено на трансформатори струму нейтралі генератора й трансформатори напруги. Функції: дистанційний захист, захист від перевантаження за струмом статора генератора, поперечний диференційний захист обмоток статора генератора, струмовий захист зворотної послідовності, захист від асинхронного режиму, реле зворотної потужності, форсування збудження.

Приладний модуль МХЗІРГ1А-2 підключено на трансформатори струму виводів генератора і трансформатори напруги генератора. Функції: дистанційний захист генератора, захист від перевантаження з тепловою характеристикою, струмовий захист зворотної послідовності, реле зворотної потужності.

Зворотний модуль МХЗVІS30F включений на трансформатори напруги генератора. Функції: захист від підвищення напруги генератора, блокування регулятора турбіни за частотою, форсування збудження за зниженням напруги прямої послідовності. Приладний модуль МХЗІРГ2А підключено до виводів і валу ротора генератора. Функції: захист ротора від замикань на землю, захист ротора від перевантаження по напрузі з незалежною витримкою часу. Пристрій типу БРЭ-1302 підключено до датчика струму (ТПТ) в ланцюзі обмотки збудження генератора. Функція: захист ротора від перевантаження із залежною характеристикою. Пристрій БРЭ-1301 підключено до трансформаторів напруги виводів і нейтралі генератора. Функція: 100% захист від замикань на землю в обмотці статора генератора. Приладний модуль RЗІРТ-1 підключено на трансформатори струму вимикача енергоблоку на стороні вищої напруги (ВН), виводів генератора, трансформатори струму вбудовані на стороні ВН трансформатора власних потреб трансформатори струму нейтралі блочного трансформатора. Функції: диференційний захист блочного трансформатора,

максимальний струмовий захист сторони ВН блочного трансформатора із блокуванням за напругою, захист від замикань на землю (ЗНЗЗ) на стороні ВН енергоблоку, прискорення ЗНЗ при неповнофазному режимі роботи енергоблоку. Приладний модуль MX3VIC30A-1 підключено на шинний трансформатор напруги сторони ВН енергоблоку. Функція: захист від замикань на землю енергоблоків із розземленою нейтраллю. Приладний модуль MX3VIC30A-2 підключено на трансформатори напруги сторони нижчої напруги (НН) блочного трансформатора. Функції: блокування за напругою максимального струмового захисту сторони ВН блочного трансформатора, сигналізація замикання на землю на виводах і ошиновці блочного трансформатора. Блокування за напругою виконується за лінійною напругою й напругою зворотної послідовності. Приладний модуль R3IPT-2 підключено на трансформатори струму вимикача сторони ВН, виводів нейтралі генератора й трансформатори струму, вбудовані на стороні ВН трансформатора власних потреб. Функції: диференційний захист блоку, максимальний струмовий захист сторони ВН блочного трансформатора з блокуванням за напругою, максимальний струмовий захист сторони нейтралі генератора з блокуванням за напругою, захист від замикань на землю на стороні ВН енергоблоку. Блокування за напругою максимального струмового захисту сторони ВН трансформатора енергоблоку виконується від модуля MX3VIC30A. Блокування за напругою максимального струмового захисту сторони нейтралі генератора виконується від модуля MX3VIC30F. Приладний модуль MX3DPT3A підключено на трансформатори струму сторони ВН трансформатора власних потреб і вимикачів сторін НН трансформатора власних потреб. Функція: диференційний захист трансформатора власних потреб. Приладний модуль MX3IPG1A-3,4 підключено на трансформатори струму сторони ВН, трансформатори напруги виводів НН трансформатора власних потреб. Функції: дистанційний захист сторони ВН трансформатора за відповідною стороною НН секцій власних потреб, струмовий орган сторони ВН логічного диференціального захисту трансформатора власних потреб. Два комплекти підключено на трансформатори струму сторони ВН ТВП і трансформатори напруги виводів НН трансформатора власних потреб різних секцій. Приладний модуль MX3IPG1A-5,6 підключено на трансформатори струму і напруги сторін НН трансформатора власних потреб. Функції: дистанційний захист сторони НН трансформатора за сторонами НН1 і НН2, блокування максимального струмового захисту сторони ВН, логічний диференційний захист трансформатора власних потреб, струмовий захист від замикань на землю при заземленні нейтралі мережі власних потреб через резистор, захист від перевантаження відповідної обмотки НН трансформатора власних потреб. Приладний модуль MX3VIC30A 3,4 підключено на трансформатори напруги секцій власних потреб. Функції: груповий захист мінімальної напруги, пуск АВР секцій 6 кВ власних потреб, сигналізація замикань на землю в мережі власних потреб 6 кВ.

Приклад 1.16 Застосування приладних модулів фірми ХАРТРОН-ІНКОР для захисту електроустановок енергоблоку гідроакумуючої електростанції.

Рішення. ПМ РЗА комплексу електричних захистів гідроагрегату (генератора-двигуна) і трансформаторів блоку – це уніфікований пристрій, що забезпечує виконання функцій захисту й автоматики.

Для генератора - двигуна:

- поздовжнього диференціального захисту;
- 100% захисту статора генератора від замикань на землю;
- захисту від втрати збудження й асинхронного ходу;
- дистанційного захисту від між фазних КЗ;
- захисту від симетричних перевантажень генераторного режиму;
- захисту від симетричних перевантажень режиму двигуна;
- захисту зворотної потужності;
- струмового захисту зворотної послідовності генераторного режиму;
- струмового захисту зворотної послідовності режиму двигуна;
- максимального струмового захисту;
- захисту від підвищення напруги на генераторних шинах;
- захисту від зниження напруги на генераторних шинах;
- захисту від зниження частоти;
- резервування відмов вимикача (ПРВВ);
- відключення високовольтного вимикача;
- контролю ланцюгів напруги;
- контролю струмових ланцюгів;

Для блочного трансформатора:

- поздовжнього диференційного захисту;
- захисту від замикань на землю в мережі ВН;
- захисту від перевантаження трансформатора;
- газового захисту;
- максимального струмового захисту;
- контролю ізоляції;
- резервування відмов вимикача (ПРВВ);
- відключення високовольтного вимикача;
- контролю струмових ланцюгів;
- контролю струму в ланцюзі захисту від втрати охолодження трансформатора;

Для трансформатора власних потреб:

- поздовжнього диференційного захисту;
- захисту від перевантаження трансформатора;
- газового захисту;
- газового захисту РПН;
- максимального струмового захисту;
- максимального струмового захисту з пуском за напругою;
- резервування відмов вимикача (ПРВВ);
- блокування РПН;

- відключення високовольтного вимикача;
- контролю струмових ланцюгів;
- контролю струму в ланцюзі захисту від втрати охолодження трансформатора;

Для трансформатора перетворювача частоти (ПЧВ):

- поздовжнього диференційного захисту;
- захисту від перевантаження трансформатора;
- газового захисту;
- максимального струмового захисту з пуском за напругою;
- резервування відмов вимикача;
- відключення високовольтного вимикача;
- контролю струмових ланцюгів;
- контролю струму в ланцюзі захисту від втрати охолодження трансформатора.

Контрольні запитання

1 Від яких порушень нормального режиму встановлюються захисти енергоблоків? Як захисти називаються й на що діють?

2 На що й чому діють основні й резервні захисти енергоблоку? Відповідь поясніть прикладами.

3 Поясніть вибір принципів основних захистів генератора.

4 Поясніть вибір принципів резервних захистів генератора.

5 Які функції й параметри диференційних захистів енергоблоку? Відповідь поясніть прикладами.

6 Поясніть принцип вибору уставок диференційних струмових захистів генераторів.

7 Які додаткові фактори необхідно враховувати для диференційного захисту трансформаторів у порівнянні з аналогічним захистом генераторів? Відповідь поясніть прикладами.

8 Як розраховується максимальний струм несинхронного АВР резервного трансформатора власних потреб енергоблоку?

9 Чим небезпечна втрата збудження генератора? Опишіть способи виявлення захистами цього режиму.

10 Як розраховуються струми й напруги генератора при асинхронному ході й втраті збудження?

11 Назвіть способи виконання захисту генератора від однофазних замикань на землю.

12 Поясніть принцип дії 100 % захисту від замикань на землю в обмотці статора генератора.

13 Назвіть способи виконання захисту енергоблоку від замикань на землю у зовнішній мережі.

14 На яких принципах здійснюється резервування захистів енергоблоку зі сторони вищої напруги?

15 Складіть і поясніть суміщену структурну схему для основних захистів енергоблоку.

16 Складіть і поясніть суміщену структурну схему для резервних захистів енергоблоку.

17 Охарактеризуйте функції приладних модулів фірми ХАРТРОН-ІНКОР для захисту електроустановок енергоблоку гідроакумуючої електростанції.

2 ЗАХИСТ ШИН І РЕЗЕРВУВАННЯ ВІДМОВ ВИМИКАЧІВ

2.1 Загальні вимоги до захисту шин і резервування відмов вимикачів

До числа найбільш характерних причин, що викликають короткі замикання на шинах, слід віднести: перекриття шинних ізоляторів і введів вимикачів; пошкодження трансформаторів напруги та трансформаторів струму; поломка ізоляторів роз'єднувачів і повітряних вимикачів під час операцій з ними; помилка обслуговуючого персоналу при перемиканні в розподільчих пристроях. Для відключення коротких замикань, що виникають на шинах електростанцій і підстанцій, передбачаються відповідні захисти на генераторах, трансформаторах і лініях. В якості таких захистів на генераторах і трансформаторах служать резервні захисти від зовнішніх коротких замикань, а на лініях – теж резервні максимальні або дистанційні захисти, які на вимогу селективності мають витримку часу для відбудови від наскрізних струмів зовнішніх коротких замикань на шинах. У той же час за умовами стійкості і зменшення розмірів ушкоджень, особливо в мережах 110 – 500 кВ, потрібне миттєве відключення міжфазних коротких замикань на шинах. У таких випадках необхідно застосовувати спеціальні захисти шин, які здатні відключати ушкодження на них без витримки часу. В якості захисту збірних шин електростанцій і підстанцій 35 кВ і вище слід передбачати, як правило, диференційний струмовий захист без витримки часу, що охоплює всі елементи, які приєднані до системи або секції шин. Захист повинен здійснюватися із застосуванням спеціальних реле струму, відбудованих від перехідних і сталих струмів небалансу (наприклад, реле, включених через спеціальні трансформатори струму, реле з гальмуванням, цифрові реле). При приєднанні трансформатора (автотрансформатора) більш ніж через один вимикач рекомендується передбачати диференційний струмовий захист на ошиновці. Для подвійної системи шин електростанцій і підстанцій 35 кВ і вище з одним вимикачем на приєднання диференційний захист має бути передбачено у виконанні для фіксованого розподілу елементів. В захисту шин 110 кВ і вище слід передбачати можливість зміни фіксації при перекладі приєднання з однієї системи шин на іншу. Диференційний захист повинен бути виконано з пристроєм контролю справності вторинних ланцюгів трансформаторів струму.

Для секціонованих шин 6-10 кВ електростанцій треба передбачати двоступеневий неповний диференційний захист, перший ступінь якого виконано у вигляді струмової відсічення по струму і напрузі або дистанційній захист, а другий – у вигляді максимального струмового захисту. Захист повинен діяти на відключення живлячих елементів і трансформаторів власних потреб. Якщо при зазначеному виконанні другого ступеня захисту не забезпечується необхідна чутливість при коротких замиканнях в кінці питомих реактивних ліній (навантаження на шинах генераторної напруги велика, вимикачі питомих ліній встановлені за реакторами), слід виконувати її у вигляді окремих комплектів максимальних струмових захистів з пуском або без пуску напруги, що встановлюються в ланцюгах реакторів. Дію цих комплектів

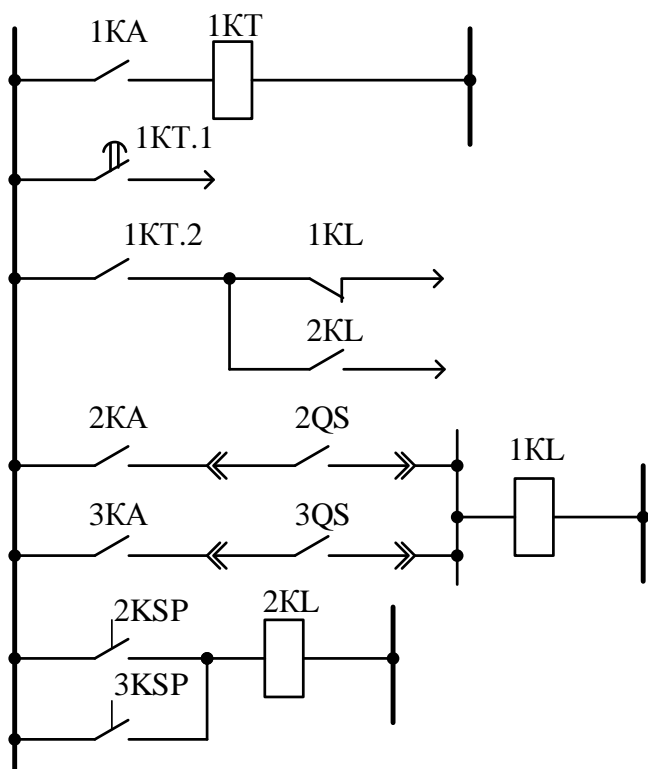
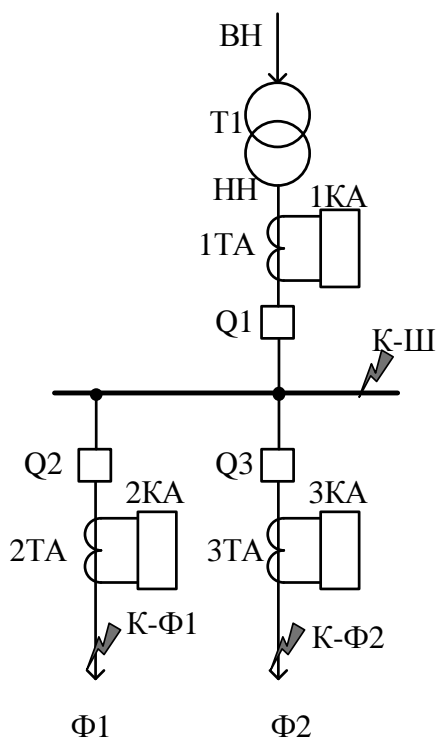
на відключення живлячих елементів має контролювати додаткові пристрої, які спрацьовують при виникненні короткого замикання. При цьому на секційному вимикачі повинен бути передбачений захист (для ліквідації пошкоджень між реактором і вимкнення-отримувача), що вводиться в дію при відключенні цього вимикача. При виділенні частини живлячих елементів на резервну систему шин треба передбачати неповний диференційний захист шин у виконанні фіксованого розподілу елементів. Для шин 6 – 10 кВ електростанцій з генераторами потужністю 12 МВт і менше допускається не передбачати спеціальний захист; при цьому ліквідація короткого замикання на шинах повинна здійснюватися дією максимальних струмових захистів генераторів. Спеціальні пристрої релейного захисту для одиночної системи і подвійної систем шин 6 – 10 кВ знижувальних підстанцій, як правило, не слід передбачати, а ліквідацію короткого замикання на шинах здійснює захисти трансформаторів від зовнішніх коротких замикань і захисти, які встановлені на секційному або шино з'єднувальному вимикачі. З метою підвищення чутливості і прискорення дії захисту шин потужних підстанцій допускається застосовувати захист, якій підключено на суму струмів живлячих елементів. При наявності реакторів на лініях, що відходять від шин підстанцій, допускається захист шин виконувати за аналогією із захистом шин електростанцій. Для шин 27,5 кВ контактної мережі залізничного транспорту застосовується захист мінімальної напруги з витримкою часу 1,5 – 4 с. Цей захист служить резервним для фідерів у разі відмови вимикачів, а також запобігає підживлення місця короткого замикання на лініях електропередачі 110 – 220 кВ з боку тягових підстанцій. Захист виконується на реле мінімальної напруги, що підключається до трансформаторів напруги шин. Захист діє на відключення всіх вимикачів, підключених до шин.

Для прискорення максимального струмового або дистанційного захистів введів на секцію рекомендується застосовувати логічний захист шин і дуговий захист шин. Принцип логічної селективності полягає в обміні логічної інформацією між суміжними (послідовними) захистами з метою прискорення відключення короткого замикання. Місце короткого замикання визначається логічним порівнянням пусків суміжних захистів. Якщо захист з боку джерела живлення, вище місця короткого замикання, запускається, а захисти з боку навантаження, нижче місця короткого замикання, не пускаються (тобто не виявляють коротке замикання), то місце короткого замикання знаходиться між ними. Тим самим визначається місце короткого замикання і логічне вибирається вимикач, який треба вимкнути. На рис. 2.1 показано прискорення максимального струмового захисту введення на секцію шин дією логічної селективності. Максимальний струмовий захист (МСЗ) введення (реле 1КА) запускається при всіх коротких замикань (К-Ф1, К-Ф2 і К-Ш). Контакт 1КА вводиться в дію реле часу 1КТ, яке має два контакту. Першим контактом 1КТ.1 з витримкою часу, наприклад 2 с, створюється ланцюг відключення вимикача вводу Q1 від селективного МСЗ. А миттєвий контакт 1КТ.2 створює ланцюг відключення вимикача вводу Q1 від логічної захисту шин (ЛЗШ), або від

дугового захисту шин ДгЗШ. Якщо коротке замикання відбувається зі боку навантаження в точках К-Ф1 або К-Ф2, то реле захистів фідерів навантаження $2KA$ або $3KA$ спрацьовують і при включених вимикачах $Q2$ і $Q3$ (замкнуті блок-контакти $2QS$ і $3QS$) створюється ланцюг блокування ЛЗШ за допомогою контакту проміжного реле $1KL$. Якщо коротке замикання відбувається на шинах в точці К-Ш, то через захист фідерів навантаження струм короткого замикання не проходить, вони не пускаються, контакти реле $2KA$, $3KA$ розімкнуті, реле $1KL$ знеструмлено і через замкнутий контакт $1KL$ вимикач $Q1$ відключається без витримки часу (прискорення МСЗ введення на секцію шин).

Для дугового захисту в осередках комплектного розподільного пристрою встановлюються кінцеві датчики тиску KSP або світлові датчики. При спрацьовуванні цих датчиків збирається ланцюг дугового захисту шин, спрацьовує проміжне реле $2KL$, яке своїм замикаючим контактом $2KL$ без витримки часу подає команду на відключення $Q1$, аналогічно дії логічного захисту шин. Відмова захисту або вимикача при коротких замиканнях в об'єкті захисту може призвести до важких пошкоджень обладнання і великих збитків. Для запобігання наслідків коротких замикань застосовується пристрій резервування при відмові вимикача (ПРВВ). При відмові будь-якого з вимикачів спрацьовує ПРВВ і подає команду на відключення вимикачів всіх приєднань, за якими може відбуватися підживлення місця короткого замикання. Разом з тим, необхідно застосовувати спеціальні заходи для виключення помилкового (при помилках експлуатаційного персоналу) або зайвого (при короткому замиканні в тому випадку, коли відсутні відмови захисту або вимикача пошкодженого елемента) дії ПРВВ, оскільки це супроводжується відключенням відразу декількох приєднань, що знижує надійність і стійкість електропостачання споживачів. Для забезпечення цих вимог в схемах ПРВВ передбачаються наступні умови:

- при спрацьовуванні релейного захисту приєднання і дії її на відключення свого вимикача повинна одночасно запускатися схема ПРВВ;
- ПРВВ забезпечується витримкою часу, тривалість якої повинна бути на шабелі більше, ніж час відключення релейного захистом вимикача при відсутності його відмови;
- незалежно від релейного захисту, яка запускає ПРВВ, необхідний додатковий контроль наявності невідключеному короткого замикання щоб уникнути зайвої його дії.



Захист вводу Q1
Пуск МСЗ
Вимкнення Q1 від МСЗ
Вимкнення Q1 від ЛЗШ від ДгЗШ
Блокування ланцюгів логічного захисту шин
Збирання ланцюгів ДгЗШ

Рисунок 2.1 – Прискорення максимального струмового захисту введення на секцію шин

На рис. 2.2 схема ПРВВ виконуються з двома незалежними один від одного пусковими органами. Одним є релейний захист приєднання, а другим – додаткове пусковий пристрій, що контролює наявність короткого замикання в

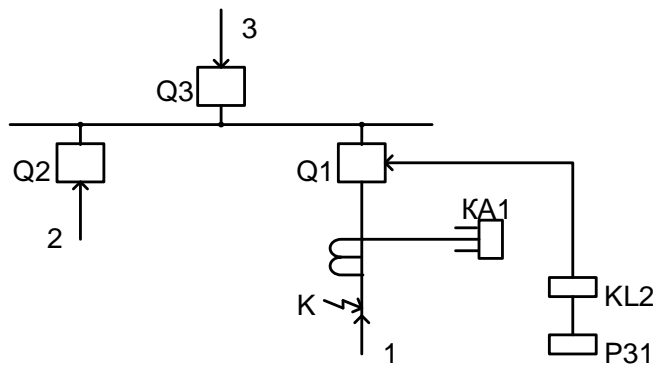
зоні дії ПРВВ. Другий пусковий орган не дозволяє працювати ПРВВ при відсутності короткого замикання і попереджає, таким чином, його помилкову роботу через несправність релейного захисту приєднання або помилкових дій персоналу.

Для цієї мети до трансформаторів струму зазвичай підключається трифазне струмове реле *KA1* типу РТ-40 / Р, яке контролює наявність струму короткого замикання. Коли один мережевий елемент підключений через два вимикача і більш, контролюючі струмові реле встановлюються в ланцюзі кожного перемикача. Для запобігання пуску ПРВВ при несправності реле або помилковій дії персоналу розроблені дві типові схеми ПРВВ, що розрізняються способом запобігання помилкового пуску ПРВВ:

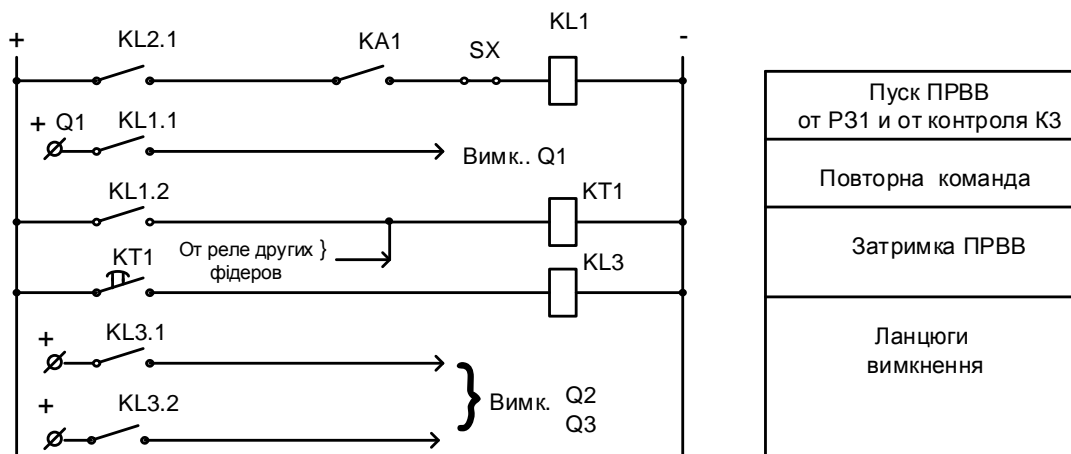
- схема з автоматичною перевіркою справності вимикача;
- схема з дублюванням пуску від захисту з використанням реле положення «Включено» вимикача *KQC*.

У схемі на рис. 2.2 б додатковий контроль наявності струму короткого замикання в ланцюзі здійснюється за допомогою струмового реле *KA1*.

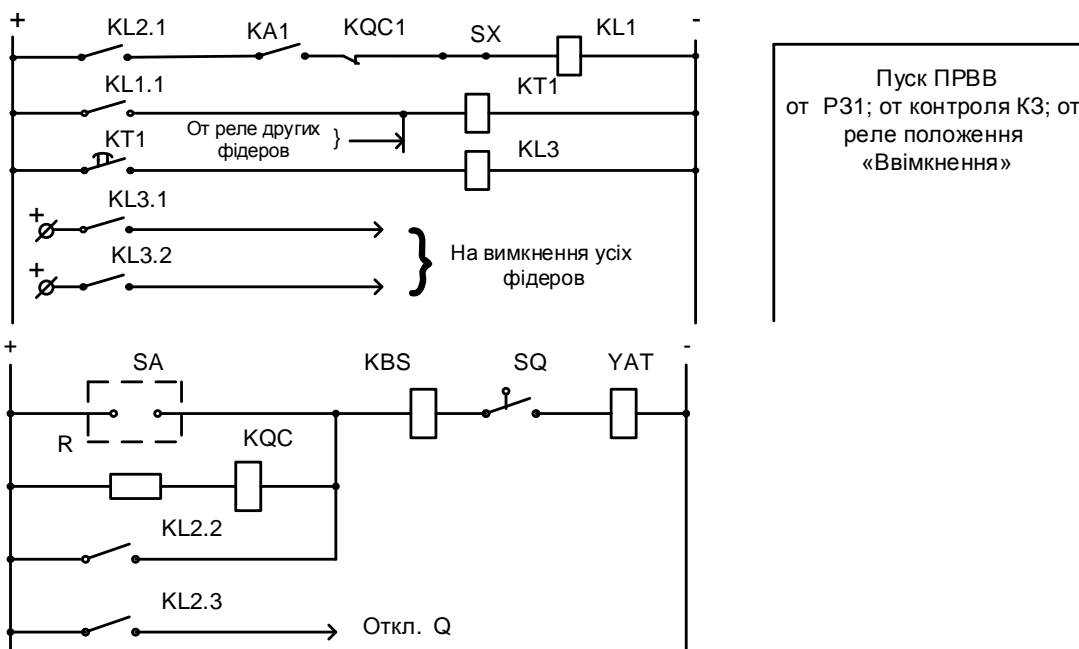
Передбачена подача повторної команди контактом *KL1.1* реле *KL1*, що спрацьовує при замиканні контактів *KL2.1* вихідного проміжного реле РЗ1 відповідного приєднання, на відключення контрольованого вимикача *Q1*.



а) Ланцюги змінного струму



б) пуск ПРВВ з контролем по струму (РТ-40/р)



в) пуск от Р3, контроль струму в ланцюгах Q1 и використання КQC

Рисунок 2.2 – Принципи виконання ПРВВ

Завдяки такому виконанню схеми виключається помилкове дія ПРВВ при випадковому замиканні контактів *KL2.1*. У схемі також передбачений контроль наявності струму в ланцюзі відповідного вимикача (реле *KA1*). Пуск реле часу *KT* в цій схемі здійснюється по ланцюжку з контактів трьох реле:

- вихідного проміжного реле *P3* відповідного приєднання *KL2.1*;
- контролюючого токового реле *KA1*;
- контакту реле положення «Ввімкнення» вимикача *KQC1*.

Останній (рис. 2.2 в, контакт *KQC1*) замикається, коли обмотка реле *KQC* шпунтується при подачі «плюса» на котушку відключення вимикача від контактів *KL2.2*, що діє від *P3*.

В якості додаткового заходу для запобігання помилкових спрацьовувань ПРВВ в схемах в ланцюзі пуску схеми ПРВВ на *P3* кожного з'єднання встановлюються накладки *SX*, що дозволяють при перевірці *P3* або її несправності розімкнути ланцюг, по якій подається імпульс на пуск ПРВВ. Для контролю наявності невідключеному *K3* при виконанні пуску ПРВВ за схемами, на кожному вимикачі необхідно контролювати струми в трьох фазах, для чого в типових схемах ПРВВ використовуються спеціальні трифазні струмові реле типу РТ-40 / Р.

2.2 Вибір уставок диференційного захисту шин

При виборі уставок диференційного захисту шин (ДЗШ) розраховуються: уставки пускових і виборчих струмових органів; уставки чутливих струмових органів; уставки по струму реле контролю справності струмових ланцюгів; уставки реле напруги; витримки реле часу; часи відпадання ряду проміжних реле. Важливою є також перевірка допустимості роботи трансформатору струму (ТС) за умовою 10%-ї похибки. Вибір уставок пускових і вибіркових струмових органів наводиться для схеми з фіксованим розподілом елементів.

Для одиночних систем шин вибір уставок пускових органів виконується аналогічно. При виборі уставки (I_{C3}) необхідно відбудувати її від можливих струмів небалансу в диференційних ланцюгах захисту при наскрізних *K3* і від струмів в диференційному ланцюгу, що проходять при обривах струмових ланцюгів в схемі захисту.

Для задоволення першої умови необхідно прийняти:

$$I_{C3} = k_H \cdot I_{НБmax} = k_H \cdot k_{ОДН} k_{АПЕР} f_i I_{к.маx} ,$$

де k_H – коефіцієнт надійності, приймається рівним 1,5; $I_{НБmax}$ – максимальне значення струму небалансу в струмових ланцюгах ДЗШ; $k_{ОДН}$ – коефіцієнт однотипності трансформаторів струму; $k_{АПЕР}$ – коефіцієнт аперіодичності, з урахуванням використання в схемах реле з швидконасиченими трансформаторами типу РНТ приймається рівним 1; f_i – похибка трансформаторів струму, в розрахунку приймається рівною 0,1 (10%); $I_{к.маx}$ – максимальний струм зовнішнього *K3*, як правило, приймається рівним максимально значенням струму *K3* на шинах, оскільки цього ж значенням буде

відповідати струм зовнішнього КЗ за трансформаторами струму силового трансформатора або лінії, що працюють в тупиковому режимі.

При визначенні $I_{к.маx}$ передбачається, що похибка трансформаторів струму, за якими проходить максимальний струм зовнішнього КЗ, найбільша допустима і становить 10%, похибкою інших трансформаторів струму схеми ДЗШ, за якими проходить частина струмів, нехтуємо за малістю. Оскільки рівні струмів КЗ по кожній групі трансформаторів струму різко відрізняються (по одному йде повний струм КЗ, за іншими тільки частини цього струму), режим роботи трансформаторів струму різний і не дивлячись на те що трансформатори струму, як правило, однотипні, а значення навантаження в плечах захисту можуть бути близькі, коефіцієнт однотипності $k_{одн}$ при виборі уставки дорівнює 1.

У тих випадках, коли до шин підключений силовий трансформатор без вимикача і без трансформатора струму, в схемі ДЗШ за вищенаведеною формулою перевіряється також відбудова прийнятої уставки від струму КЗ за трансформатором. В цьому випадку $I_{к.маx}$ - максимальне значення струму КЗ за трансформатором при мінімальному опорі цього трансформатора з урахуванням його зменшення при зміні положення перемикача відгалуження і при максимальному режимі роботи системи. Якщо зазначена умова є визначальною і вимагає різкого збільшення уставки, рішення по первинній схемі повинно бути переглянута і в ланцюзі силового трансформатора повинні бути встановлені трансформатори струму для схеми ДЗШ. При визначенні $I_{к.маx}$ приймається більше з значень струму при можливих видах ушкодження для початкового часу КЗ. Розглянуті умови є обов'язковими при виборі уставок пускових органів. При виборі уставок виборчих органів досить відбудуватися від струмів небалансу при зовнішньому КЗ на іншій системі шин, коли по трансформатору струму схеми ДЗШ даної системи проходять значно менші струми, однак з метою спрощення і однотипності уставки пускових і виборчих органів зазвичай приймаються однаковими.

За умові відбудови від обриву кола струму трансформатора струму схеми ДЗШ:

$$I_{C3} = k_H I_{H,маx} ,$$

де k_H – коефіцієнт надійності, приймається рівним 1,2; $I_{H,маx}$ – максимальне навантаження найбільш завантаженого приєднання.

Зазвичай $I_{H,маx}$ вибирається рівним номінальному струму трансформаторів струму. Приймається найбільше значення I_{C3} із всіх розглянутих. Визначається вторинне значення струму спрацьовування:

$$I_{CP} = I_{C3} / k_T ,$$

де k_T – коефіцієнт трансформації трансформаторів струму.

Визначається розрахункове значення витків на реле РНТ:

$$W_{РНТ} = F_{CP} / I_{CP} ,$$

де F_{CP} – намагнічувальна сила (НС) спрацьовування. Для РНТ-562 – $F_{CP} = 60 \text{ А} \cdot \text{в}$, для РНТ-565 і РНТ-567 – $100 \text{ А} \cdot \text{в}$.

Приймається найближче менше значення числа витків (W_P). При використанні РНТ-562 на диференційній обмотці можлива тільки дуже грубе регулювання чисел витків, тому з метою більш точного вибору уставки може бути використана вирівнююча обмотка, де можливе регулювання з точністю до одного витка. Після вибору числа витків на реле остаточно визначаються значення вторинного і первинного струмів спрацьовування:

$$I_{CP} = F_{CP} / W_P ; I_{C3} = I_{CP} k_T .$$

У ряді випадків при великих значеннях вторинних струмів спрацьовування і малих значеннях прийнятих витків округлення розрахункового значення до найближчого меншого цілого числа на реле типу РНТ-562 призводять до значного (до 20 – 30%) збільшення захисту. Заміна реле РНТ-562 на РНТ-565 при цьому дозволяє зберегти уставку, близьку до розрахункової.

Заключним етапом вибору уставок є перевірка чутливості реле в нормальному і ремонтних режимах, а також в режимах АПВ шин і випробування систем шин після ремонту. Чутливість перевіряється при всіх можливих видах ушкодження для нормального і ремонтних режимів і відповідно до ПУЕ повинна бути не менше двох. Якщо чутливість в ремонтних режимах виходить нижче, то повинні бути розглянуті наступні можливості її підвищення:

1) обмеження переліку ремонтних режимів і в першу чергу недопущення одночасного виведення в ремонт двох і більше живлячих джерел або розмикання транзиту;

2) недопущення ремонту з поділом систем і різким зниженням при цьому рівня струмів КЗ. При необхідності відключення при двох системах шин з фіксованим розподілом елементів обидві системи шин об'єднуються включенням обох шинних роз'єднувачів на двох – трьох приєднаннях;

3) заміна диференційного захисту шин з реле РНТ на захист шин з гальмуванням типу ДЗШТ, що володіє значно більш високою чутливістю;

4) зменшення уставки нижче розрахункової. Бувають випадки, коли при розрахунках допустимих навантажень на трансформатори струму з'ясовується, що реальна розрахункова навантаження значно нижче допустимої. У тих випадках коли навантаження в 2 – 3 рази нижче допустимої, в практиці ряду енергосистем відомі випадки зниження розрахункової похибки ТТ з 10 до 7,5 %.

Знижена чутливість захисту в режимах випробування компенсується введенням в схему ДЗШ чутливих органів. Вибір уставок чутливих струмових органів повинен забезпечувати:

– спрацьовування реле при включенні першого приєднання в циклі АПВ шин на стійке пошкодження системи шин;

– спрацьовування реле в режимі випробування пошкодженої системи шин вимикачем лінії або трансформатора; при цьому чутливі струмові реле

забезпечують відключення вимикача даного приєднання до спеціального ланцюга з контролем відсутності напруги на випробовуючій системі шин;

– неповернення схеми ДЗШ при відмові у відключенні вимикача одного з приєднань і різкого зниження рівня струмів КЗ, що необхідно для пуску і спрацьовування ПРВВ.

Дві перших умови можна забезпечити вибором приєднань, якими виконується випробування, але остання умова вимагає забезпечення чутливості практично при живленні пошкодженої системи шин одним будь-яким приєднанням, що не завжди можливо.

Чутливість реле розраховується при всіх можливих видах пошкодження і для надійної роботи повинна бути не менше 1,5 для реле типу РТ-40 і 2 для реле РНТ-560. Слід враховувати, однак, що в режимі порушеною фіксації при включеному рубильнику фіксації струм пошкодження доволіно з урахуванням внутрішніх опорів схеми розподіляється між реле першої та другої систем шин.

У межі при розподілі струму по цих ланцюгах порівню відбувається додаткове подвійне збільшення захисту. Таким чином, реле повинні володіти чутливістю в режимах випробування не менше 3 для РТ-40 і 4 для РНТ-560. Оскільки реле спочатку спрацьовує від повного струму КЗ (якщо мова йде про КЗ на шині з відмовою вимикача), для розглянутого режиму допускається з урахуванням коефіцієнта повернення приймати чутливість рівній для РТ-40 і для РНТ-560.

У тих випадках, коли чутливість не забезпечується, повинні бути намічені заходи щодо зменшення наслідків відмови ДЗШ. Так, якщо чутливі органи повертаються при КЗ на шині з відмовою вимкнення даного приєднання в режимі порушеною фіксації, то пошкодження буде відключатися лінійними захистами цієї лінії з протилежного боку. При наявності на лінії цих пошкоджень вони будуть погашені. Тому доцільно в режимі порушеною фіксації основної підстанції не виводити в ремонт другі трансформатори цих підстанцій, їх схеми АВР і т. щ.

Чутливі органи повинні бути відбудовані від струмів небалансу в диференційних ланцюгах ДЗШ при струмах самозапуску в процесі постановки під напругу системи шин і наявності не відключатися захистом шин приєднань, які працювали в режимі тупикового живлення; і від струмів небалансу при несинхронному включенні ($I_{НС}$ з урахуванням кута, що допускається при включенні схемою АПВ):

$$I_{C3} = k_H f_i \cdot I_{PC},$$

де k_H – коефіцієнт надійності, рівний 1,5; f_i – похибка трансформаторів струму, на 10% (0,1); I_{PC} – розрахунковий струм.

Якщо розрахунковий струм не перевищує 3 – 4 кратного значення номінального струму трансформаторів струму і в 2 або більше разів відрізняється від струмів КЗ по трансформаторів струму ДЗШ при зовнішніх пошкодженнях, можна допустити $f_i = 5\%$. При самозапуску не відключеного при роботі ДЗШ навантаження, I_{PC} може бути прийнятий рівним триразовому

значенням суми номінальних струмів (що не відключаються) трансформаторів в режимі порушеною фіксації. При наявності порушення фіксації в схемі струмових ланцюгів на ВРП допускається знижувати коефіцієнт відбудови від струмів самозапуску до двох з урахуванням розтікання струмів по паралельних гілках виборчих органів.

Реле чутливого пуску ДЗШ також повинні бути термічно стійкими при обриві струмових ланцюгів схеми ДЗШ. У припущенні, що навантаження будь-якого приєднання не вище номінального струму, в схемах з 5-ми амперними трансформаторами струму (ТС) допускається застосовувати реле РТ-40/2 при паралельному з'єднанні обмоток, а також реле РТ-40/10, РТ-40/6. У схемах з одно амперними ТС допускаються реле РТ-40/2, а також реле РТ-40 / 0,6.

Уставка реле контролю справності струмових ланцюгів повинна бути мінімально можливою в цілях підвищення чутливості схеми контролю, однак вона повинна бути відбудована від реальних струмів небалансу. Реле має бути термічно стійкою до струмів, що проходять по його обмоткам в реальних режимах пошкодження ланцюгів. При виконанні схеми з реле РТ-40 в нульовому проводі диференціального ланцюга визначальним є відбудова за умовою термічної стійкості при обриві фазного проводу одного з приєднань в припущенні номінальної завантаження трансформатора струму.

Вихід режиму роботи ТС за допустимі межі може призвести до підвищених погрешностей і до зайвих дій захисту при зовнішніх КЗ. За розрахунковий струм КЗ приймається струм при пошкодженні поза зоною дії ДЗШ у шин підстанції. Для тупикових приєднань цей струм дорівнює струму КЗ на шинах. З метою спрощення з деяким запасом це значення можна приймати і для живлячих елементів. При необхідності уточненого розрахунку для кожного приєднання визначається струм КЗ на шинах при відключеному даному приєднанні. Практично цей режим означає для ДЗШ зовнішнє пошкодження на даному приєднанні при включенні його під напругу, коли з протилежного боку цього приєднання вимикачі відключені. Необхідно врахувати, що отримані при такому розрахунку струми відповідають реальному режиму і можуть виявитися значно більше значення, отриманого як арифметична різниця струму КЗ на шинах в нормальному режимі і струму, що проходить по даному приєднанні. Похибка в розрахунку за такою методикою може бути значною і залежить від наявності паралельних сполучень.

Розрахунковим видом пошкодження, як правило, виявляється однофазне КЗ, оскільки при незначному відмінності в рівнях струмів трифазного і однофазного пошкодження навантаження на трансформатори струму при однофазному КЗ вдвічі більше. Реальне навантаження на трансформатори струму при схемі «повна зірка» складається з опору кабелю (по ланцюгу фаза нуль від затискачів трансформаторів струму до тих вузлів схеми ДЗШ, де сумарні струми при зовнішніх КЗ дорівнюють нулю). У тих випадках, коли струмові кола всіх або частини приєднань збираються на панелі ДЗШ, навантаження визначається опором кабелів від трансформаторів струму до панелі ДЗШ. Якщо ж струмові кола всіх приєднань збираються на ВРП в ящику

затискачів, а струмові кола виборців йдуть на ГЩУ (ОПУ), навантаження визначається тільки кабелями від трансформаторів струму до збірних наборів затискачів. Необхідно врахувати, що в режимі порушеної фіксації по ланцюгах виборців при зовнішніх КЗ проходять струми, що збільшують навантаження на трансформатори струму. Для усунення цього в ящику затискачів необхідно включати рубильник порушення фіксації, об'єднуючий ланцюги виборців першої та другої систем шин. У схемах з підключенням до шин силових трансформаторів без вимикачів використовуються для ДЗШ вбудовані у втулки трансформатора струму ТС мають малі допустимі навантаження. У ряді випадків вони мають низькі коефіцієнти трансформації та доповнюються проміжними трансформаторами струму. В результаті вони не забезпечують роботу з допустимою похибкою менш 10 %. З огляду, що при таких первинних схемах ДЗШ і захисту трансформатора діють на погашення системи шин, можна виконувати перевірку розглянутих ТС по току КЗ за трансформатором, допускаючи при його пошкодженні можливість зайвої роботи ДЗШ. В тих випадках, коли реальне навантаження більше допустимої, для створення нормальних умови роботи ДЗШ необхідно виконати одну або кілька з перелічених нижче заходів:

- збірний набір затискачів струмових ланцюгів змонтувати на ВРП, якщо до цього він був виконаний на ГЩУ (для зменшення навантаження);
- зменшити навантаження на трансформатори струму прокладкою додаткових кабелів з подвоєнням або вбудовуванням кількості робочих жил. Значний ефект дає збільшення перетину нульового проводу, оскільки розрахунковим режимом при визначенні навантаження на ТС є режим однофазного КЗ, а навантаження при однаковому перетині фазного і нульового проводів дорівнює подвоєному опору жили кабелю;
- збільшити коефіцієнт трансформації трансформаторів струму в схемі ДЗШ;
- замінити ДЗШ з реле РНТ-560 на захист типу ДЗШТ, яка допускає роботу ТС з похибками більше 10%.

При аналізі схем струмових ланцюгів ДЗШ необхідно враховувати, що в відповідній з ПУЕ для ДЗШ підстанцій 110 – 220 кВ застосовуються кабелі тільки з мідними жилами.

Приклад 2.1 Розрахунок струмів нормального і аварійних режимів від приєднань шин 115 кВ підстанції електростанції.

Вихідні дані. До шин 115 кВ (U_{III}) підключені: два генератора Г1, Г2 з загальними шинами власних потреб 6,3 кВ; блок генератор-трансформатор Г-Т (табл. 2.1); три лінії W1, W2, W3 зі струмами нормального і аварійного режимів: $I_{Л1} = 225$ А, $I_{Л2} = 225$ А, $I_{Л3} = 200$ А, $I^{(3)}_{Л1} = 2000$ А, $I^{(3)}_{Л2} = 1800$ А, $I^{(1)}_{Л1} = 900$ А, $I^{(1)}_{Л2} = 800$ А.

Таблиця 2.1 – Параметри генераторів і трансформаторів

№	Генератори			Трансформатори	
	$S_{Г}$, МВА	X''_d , в.о.	E'' , в.о.	$S_{Т}$, МВА	$U_{К\%}$
1	17,5	0,131	1,08	25	11,0
2	17,5	0,131	1,08	25	11,0
3	12	0,14	1,08	20	10,0

Рішення. Формули розрахунку опору генераторів и трансформаторів:

$$X_{Г} = X''_d U_{Ш}^2 / S_{Г};$$

$$X_{Т} = 0,01 U_{К\%}^2 U_{Ш}^2 / S_{Т}.$$

де X''_d – понад перехідний індуктивний опір генератора по поздовжній осі, в.о.; $U_{Ш}$ – номінальна напруга шин; $S_{Г}$ – потужність генератору; $U_{К\%}$ – напруга короткого замикання трансформатора, %; $S_{Т}$ – потужність трансформатора.

Розрахунок опорів генераторів:

$$X_{Г1} = X_{Г2} = X''_d U_{Ш}^2 / S_{Г1},$$

$$X_{Г1} = X_{Г2} = 0,131 \cdot 115^2 / 17,5 = 99 \text{ Ом};$$

$$X_{Г-Т} = X''_d \cdot U_{Ш}^2 / S_{Г-Т},$$

$$X_{Г-Т} = 0,14 \cdot 115^2 / 12 = 154 \text{ Ом},$$

Розрахунок опорів трансформаторів:

$$X_{Т1} = X_{Т2} = 0,01 U_{К\%}^2 \cdot U_{Ш}^2 / S_{Т1},$$

$$X_{Т1} = X_{Т2} = 0,01 \cdot 11 \cdot 115^2 / 25 = 58 \text{ Ом};$$

$$X_{Т3} = 0,01 U_{К\%}^2 U_{Ш}^2 / S_{Т3},$$

$$X_{Т3} = 0,01 \cdot 115^2 / 20 = 66 \text{ Ом}.$$

Наведена ЕРС генераторів до напруги на шинах підстанції:

$$E''_{Ш} = 1,08 \cdot 115 = 124 \text{ кВ}.$$

Еквівалентний опір 1 і 2 гілок від генераторів Г1, Г2:

$$X_{Г1,2} = X_{Г1} X_{Г2} / (X_{Г1} + X_{Г2}),$$

$$X_{Г1,2} = 99 \cdot 99 / (99 + 99) = 49,5 \text{ Ом}.$$

Еквівалентний опір 1 і 2 гілок від трансформаторів Т1, Т2:

$$X_{Т1,2} = X_{Т1} \cdot X_{Т2} / (X_{Т1} + X_{Т2}),$$

$$X_{Т1,2} = 58 \cdot 58 / (58 + 58) = 29 \text{ Ом}.$$

Сумарний опір 1 і 2 гілок:

$$X_{\Sigma 1,2} = X_{Г1,2} + X_{Т1,2},$$

$$X_{\Sigma 1,2} = 49,5 + 29 = 78,5 \text{ Ом}.$$

Сумарний опір для блоку генератор-трансформатор:

$$X_{\Sigma Г-Т} = X_{Г-Т} + X_{Т3},$$

$$X_{\Sigma Г-Т} = 154 + 66 = 220 \text{ Ом}.$$

Струми трьохфазного КЗ на шинах по приєднанням:

$$I^{(3)}_{Г1} = E''_{Ш\Phi} / (2 \cdot X_{\Sigma 1,2}),$$

$$I^{(3)}_{Г1} = 124 / (1,73 \cdot 78,5 \cdot 2) = 0,45 \text{ кА};$$

$$I^{(3)}_{Г-Т} = E''_{Ш\Phi} / (2 \cdot X_{\Sigma Г-Т}),$$

$$I^{(3)}_{Г-Т} = 124 / (1,73 \cdot 220) = 0,32 \text{ кА},$$

Розрахунок струмів однофазного КЗ по опорам зворотної та нульової послідовностей живлять елементи системи шин з боку електростанції:

$$X_{2\Sigma} = X_{1\Sigma}; X_{0T} = X_T.$$

Струми однофазного КЗ на шинах по приєднанням:

$$I_{Г1}^{(1)} = E''_{шФ} / (X_{1\Sigma 1,2} + X_{2\Sigma 1,2} + X_{0T1,2}),$$

$$I_{Г1}^{(1)} = 124 / \{1,73 \cdot 2 \cdot (78,5 + 78,5 + 29)\} = 0,19 \text{ кА};$$

$$I_{Гn}^{(1)} = I_{Г1}^{(1)} = E''_{шФ} / (X_{1\Sigma 1,2} + X_{2\Sigma 1,2} + X_{0T1,2}),$$

$$I_{Гn}^{(1)} = 124 / \{1,73 \cdot (220 + 220 + 66)\} = 0,14 \text{ кА},$$

Номинальні струми за приєднанням. Струми від генераторів:

$$I_{Г1} = I_{Г2} = S_{Г1,2} / (1,73 U_{ш}),$$

$$I_{Г1} = I_{Г2} = 17,5 / (1,73 \cdot 115) = 88 \text{ А};$$

$$I_{Г-T} = S_{Г1-T} / (1,73 U_{ш}),$$

$$I_{Г-T} = 12,0 / (1,73 \cdot 115) = 60 \text{ А},$$

Струми нормального і аварійних режимів від всіх приєднань шин 115 кВ представлені в таблиці 2.2

Таблиця 2.2 – Струми від всіх приєднань шин

Струми від приєднань, А	Генератор 1	Генератор 2	Генератор-трансформатор	Лінія W1	Лінія W2	Лінія W3
Трьохфазний	450	450	320	2000	1800	---
Однофазний	190	190	140	900	800	---
Номинальний	85	85	60	225	225	200

Приклад 2.2 Розрахунок уставок пускового органу диференціального захисту на реле РНТ-567 для шин підстанції електростанції.

Вихідні дані: Для розрахунку уставок скористаємося розрахованими струмами нормального і аварійних режимів всіх приєднань шин 115 кВ (див. табл.2.2).

Рішення. Максимальний струм трьох фазного КЗ на шинах від всіх приєднань:

$$I_{\Sigma \max}^{(3)} = I_{Г1}^{(3)} + I_{Г2}^{(3)} + I_{Г-T}^{(3)} + I_{Л1}^{(3)} + I_{Л2}^{(3)},$$

$$I_{\Sigma \max}^{(3)} = 450 + 450 + 320 + 2000 + 1800 = 5020 \text{ А}.$$

Струм двох фазного КЗ на шинах від всіх приєднань:

$$I_{\Sigma}^{(2)} = 1,73 I_{\Sigma \max}^{(3)} / 2,$$

$$I_{\Sigma}^{(2)} = 1,73 \cdot 5020 / 2 = 4342 \text{ А}.$$

Струм одно фазного КЗ на шинах від всіх приєднань:

$$I_{\Sigma}^{(1)} = I_{Г1}^{(1)} + I_{Г2}^{(1)} + I_{Г-T}^{(1)} + I_{Л1}^{(1)} + I_{Л2}^{(1)},$$

$$I_{\Sigma}^{(1)} = 190 + 190 + 140 + 900 + 800 = 2220 \text{ А}.$$

Уставка пускового органу диференціального захисту шин 115 кВ визначається за двома умовами.

Умова відбудови від максимального струму небалансу при зовнішніх КЗ:

$$I_{C3} = k_H k_{ПЕР} k_{ОДН} f_i I_{\Sigma \max}^{(3)},$$

$$I_{C3} = 1,5 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 5020 = 753 \text{ А}.$$

Умова відбудови від максимального струму в захисті при розривах вторинних ланцюгів в режимі максимального навантаження:

$$I_{C3} = k_3 \cdot I_{Л1},$$

$$I_{C3} = 1,2 \cdot 225 = 270 \text{ A.}$$

Вибирається з двох умов більше значення, тобто. розрахунковий струм спрацьовування захисту (первинної обмотки) пускового органу приймається рівним 753 А.

Максимальний коефіцієнт трансформації трансформатора струму за всіма приєднанням для диференціального захисту шин:

$$k_T = 300 / 5 = 60.$$

Розрахунковий струм спрацьовування вторинної обмотки пускового органу:

$$I_{CP} = I_{C3} / k_T,$$

$$I_{CP} = 753 / 60 = 12,55 \text{ A.}$$

Число витків робочої обмотки:

$$W_{POB} = F_{CP} / I_{CP},$$

$$W_{POB} = 100 / 12,55 = 7,97 \text{ в,}$$

де F_{CP} – намагнічувальна сила спрацьовування реле (для РНТ-567 – $F_{CP} = 100 \text{ A} \cdot \text{в}$ з вторинним струмом 5 А та двома робочими обмотками).

Отримане значення W_{POB} округляється до найближчого меншого цілого числа. Потім визначаються кінцеві значення I_{CP} і I_{C3} .

Приймається найближче менше значення числа витків: $W_{POB} = 7$.

Уточняється струм спрацьовування вторинної обмотки пускового органу:

$$I_{CP} = F_{CP} / W_{POB},$$

$$I_{CP} = 100 / 7 = 14,3 \text{ A.}$$

Уточняється струм спрацьовування захисту (первинної обмотки) пускового органу:

$$I_{C3} = k_T \cdot I_{CP},$$

$$I_{C3} = 60 \cdot 14,3 = 858 \text{ A.}$$

Чутливість захисту перевіряється в режимах мінімального струму КЗ на шинах по струмах підживлення пошкодження від генераторів Г1,2, блоку генератор-трансформатор та двох ліній W 1,2.

Перевірка чутливості пускового органу захисту :по струму одно фазного КЗ на шинах:

$$k^{(1)}_{\text{ч}} = I^{(1)}_{\Sigma} / I_{C3},$$

$$k^{(1)}_{\text{ч}} = 2220 / 858 = 2,6.$$

У відповідності з ПУЕ коефіцієнт чутливості повинен бути не менше 2.

Перевірка чутливості пускового органу захисту при випробуванні систем шин після відключення найпотужнішого приєднання (лінії W1).

Мінімальний струм одно фазного КЗ до шин:

$$I^{(1)}_{\text{min}} = I^{(1)}_{\Sigma} - I^{(1)}_{W1},$$

$$I^{(1)}_{\text{min}} = 2220 - 900 = 1320 \text{ A.}$$

Чутливість пускового органу захисту в заданому режимі:

$$k^{(1)}_{\text{ч}} = I^{(1)}_{\text{min}} / I_{C3},$$

$$k^{(1)}_{\text{ч}} = 1320 / 858 = 1,5.$$

2.3 Мікропроцесорний захист шин

Пропонується до розгляду приладовий модуль релейного захисту та автоматики ПМ РЗА «ДІАМАНТ».

ПМ РЗА електричних захистів шин – це уніфікований пристрій, що забезпечує виконання функцій захисту і автоматики:

- поздовжнього диференційного захисту;
- контролю струмових ланцюгів;
- максимального струмового захисту з пуском по напрузі;
- резервування відмов вимикача (ПРВВ);
- відключення високовольтного вимикача.

ПМ РЗА виробляє обчислення електричних параметрів вхідних аналогових сигналів, а також напруги і струму нульової і зворотної послідовностей, лінійних напруги, частоти та активної потужності.

При цьому здійснюється компенсація аперіодичної складової, а також фільтрація вищих гармонік вхідних сигналів.

Для порівняння з уставками захистів використовуються тільки діючі значення першої гармоніки вхідних сигналів, наведені до вторинних величин. Ці значення використовуються для індикації на вбудованому рідкокристалічному індикаторі ПМ РЗА.

Пристрій забезпечує наступні функціональні можливості:

- виконання захистів, автоматики та управління у відповідності з функціональним призначенням;
- управління (відключення) високовольтним вимикачем;
- завдання внутрішньої конфігурації (введення / виведення захистів і автоматики, вибір характеристик захистів, кількості ступенів захисту тощо) програмним способом;
- місцеве введення, зберігання і відображення двох груп уставок захистів і автоматики;
- місцеве введення, зберігання і відображення експлуатаційних параметрів;
- відображення поточних електричних параметрів, що захищаються;
- реєстрацію, зберігання аварійних аналогових електричних параметрів (цифровий реєстратор), що захищається до п'яти останніх аварій і 132 подій з автоматичним оновленням інформації;
- реєстрацію поточних електричних параметрів, що захищаються;
- фіксацію струмів і напруги короткого замикання;
- безперервний оперативний контроль працездатності (самодіагностика) протягом усього часу роботи;
- блокування всіх дискретних виходів при несправності виробу для виключення помилкових спрацьовувань;
- прийом дискретних сигналів управління і блокування, видачу команд управління, аварійної та попереджувальної сигналізації;
- двосторонній обмін інформацією з АСУ або інструментальної ПЕОМ за стандартними послідовним каналам зв'язку RS - 485 або RS - 232;

- гальванічну розв'язку всіх входів і виходів, включаючи живлення, для забезпечення перешкодозахищеності.

Поздовжній диференційний захист. Захист працює на диференційному принципі – порівнянні векторів струмів в плечах захисту.

Захист виконаний в трифазному і тре плечовому виконанні. Захист має два ступені: диференційне відсічення і диференційний захист з гальмуванням.

Введення в роботу і виведення з роботи, а також перемикання роботи кожного ступеня на сигнал або відключення здійснюється незалежно через уставки.

При роботі диференційного відсічення і диференційного захисту з гальмуванням на відключення формуються команди на відключення всіх вимикачів в плечах захисту.

Диференційний струм обчислюється як геометрична сума струмів в плечах захисту з урахуванням корекції коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму по сторонам, що захищаються.

Гальмівний струм обчислюється як арифметична сума струмів в плечах захисту з урахуванням корекції коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму по сторонам, що захищаються.

Корекція коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму здійснюється зміною значень відповідних уставок.

Характеристика поздовжнього диференційного захисту в зоні гальмування має дві ділянки, нахили яких визначаються коефіцієнтами гальмування, введеними через уставки.

Для відбудови захисту від кидків струму намагнічування і від перезбудження трансформаторів застосовуються блокування диференційного захисту з гальмуванням (ДЗГ) за фактом наявності в диференційному струмі відповідно другою і п'ятою гармонійних складових, що перевищують уставки.

Введення і виведення блокування здійснюється через уставки. Для запобігання помилкового спрацьовування захисту при порушенні вимірювальних ланцюгів (порушення ізоляції, неправильне з'єднання ланцюгів персоналом) введена блокування спрацьовування диференційного захисту по перевищенню допустимих струмів небалансу з заданими витримками часу. При цьому видається сигналізація про несправності струмових ланцюгів диференційного захисту.

Допустимі значення струмів по фазному небалансу, по небалансу струму нульової послідовності і допустимим часів небалансу задаються через уставки. Деблокування захисту здійснюється обслуговуючим персоналом з клавіатури ПМ.

Диференційне відсічення діє при диференційних струмах, які перевищують номінальний струм в три і більше разів, без блокування з другої і п'ятої гармоніки.

Максимальний струмовий захист з пуском по напрузі застосовується при міжфазних КЗ на ошиновці або на відхідних лініях. Захист має три незалежні ступені спрацьовування, кожна з яких працює на відключення або на сигнал.

Кожна із ступенів захисту має уставку по струму спрацьовування пускового органу і за часом спрацьовування.

При перевищенні струму значення уставки з витримкою часу формується ознака спрацьовування захисту. При введенні уставки «Пуск по напрузі» захист спрацьовує в тому випадку, якщо і діюче значення лінійної напруги менше значення уставки. Час спрацьовування захисту при нульовій витримці часу - не більше 0,03 с. Точність витримки часу заданого в уставці – не більше 0,01 с.

Контрольні запитання

1 Як усуваються короткі замикання, що виникають на шинах електростанцій і підстанцій?

2 Які вимоги пред'являються до захисту шин і пристроїв резервування відмов вимикачів?

3 Які захисти застосовуються для збірних шин підстанцій?

4 Поясніть способи прискорення максимального струмового захисту введення на секцію шин.

5 Який пристрій автоматики застосовується для запобігання наслідків не відключення коротких замикань? Відповідь поясніть прикладами.

6 Назвіть і поясніть способи запобігання помилкового пуску ПРВВ.

7 У чому особливість вибору уставок диференційного захисту шин?

8 Від яких режимів повинні бути відбудовані уставки чутливих органів диференційного захисту шин?

9 Як розраховуються струми нормального і аварійного режимів для приєднання шин? Відповідь поясніть прикладами.

10 Поясніть розрахунки чутливості пускових органів диференційного захисту шин.

3 ЗАХИСТ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

3.1 Загальні вимоги до захисту ліній

Повітряні й кабельні ЛЕП, маючи велику довжину, зазнають пошкоджень у більшому ступені, ніж інше обладнання. Особливо це стосується повітряних ліній. Тому для швидкого вимкнення вони повинні бути обладнані релейним захистом. При цьому захист від замикань на землю в мережах із заземленою нейтраллю трансформаторів із великими струмами замикання повинен діяти на вимкнення, а в мережах із ізольованою нейтраллю – на сигнал або на вимкнення, оскільки замикання на землю однієї фази в мережі з ізольованою нейтраллю не порушує роботи споживачів. Захисти ліній відрізняються багатоманіттям і визначаються головним чином схемою роботи ліній, напругою мережі і відповідалністю споживачів, що живляться. Для ліній в мережах 3 – 10 кВ із ізольованою нейтраллю (у тому числі і з нейтраллю, заземленою через дугогасильний реактор) повинні бути передбачені пристрої релейного захисту від багатофазних замикань і однофазних замикань на землю.

Захист від багатофазних замикань слід передбачати в двофазному виконанні і включати в одні й ті ж фази по всій мережі даної напруги для забезпечення вимкнення в більшості випадків подвійних замикань на землю тільки одного місця пошкодження. Захист повинен бути виконаний одно-, дво- чи трирелейним у залежності від вимог чутливості й надійності. На одиничних лініях з одnobічним живленням від багатофазних замикань повинен встановлюватися, як правило, двоступінчастий струмовий захист, перший ступінь якого виконаний у вигляді струмової відсічки, а другий – у вигляді максимального струмового захисту з незалежною чи залежною характеристикою витримки часу.

На не реактованих кабельних лініях із одnobічним живленням, що відходять від шин електростанцій, струмові відсічки повинні бути виконані без витримки часу і зона їхньої дії повинна бути визначена з умови вимкнення КЗ, що супроводжуються залишковою напругою на шинах вказаних електростанцій нижче 0,5 – 0,6 номінальної. Для виконання вказаної умови допускається виконувати неселективний захист у поєднанні з пристроями АПВ чи АВР, що виправляють повністю або частково неселективну дію захисту.

Допускається встановлювати вказані відсічки також на лініях, що відходять від шин підстанцій і живлять великі синхронні електродвигуни.

На лініях, вимикачі яких не розраховані на вимкнення КЗ до реактора, струмові відсічки не допускаються. На одиничних лініях із двостороннім живленням за наявності чи відсутності обхідних зв'язків, а також на лініях, що входять до кільцевої мережі з однією точкою живлення, рекомендується застосовувати ті ж захисти, що й на одиничних лініях із одnobічним живленням, виконуючи їх за необхідності спрямованими. З метою спрощення захистів і забезпечення їхньої селективної дії допускається застосовувати автоматичне ділення мережі на радіальні ділянки в момент виникнення пошкодження з наступним автоматичним її відновленням. Якщо

неспрямований чи спрямований струмовий ступінчастий захист не забезпечує потрібних швидкодії й селективності, допускається передбачати наступні захисти:

- 1) дистанційний захист у найпростішому виконанні;
- 2) поперечний диференційний струмовий захист (для здвоєних кабельних ліній);
- 3) поздовжній диференційний струмовий захист для коротких ділянок ліній; за необхідності прокладання спеціального кабелю тільки для поздовжнього диференційного захисту довжина його повинна бути не більше 3 км.

Для вказаних захистів у якості резервного захисту слід передбачати струмовий захист. Захист від однофазних замикань на землю повинен бути виконаний у вигляді:

- селективного захисту (що встановлює пошкоджений напрямок), який діє на сигнал;
- селективного захисту (що встановлює пошкоджений напрямок), який діє на вимкнення, коли це необхідно за вимогами безпеки; захист повинен бути встановлений на живильних елементах у всій електрично пов'язаній мережі;
- пристроїв контролю ізоляції; при цьому відшукування пошкодженого елемента повинне здійснюватися спеціальними пристроями; допускається відшукування пошкодженого елемента почерговим вимкненням приєднань.

Захист від однофазних замикань на землю повинен бути виконаний, як правило, з використанням трансформаторів струму нульової послідовності. Він повинен реагувати на замикання на землю, допускається також застосування пристроїв, які реєструють короткочасні замикання, без забезпечення повторності дії.

Захист від однофазних замикань на землю, що діє на вимкнення без витримки часу за вимогами безпеки, повинен відключати тільки елемент, що живить пошкоджену ділянку; при цьому в якості резервного повинен бути передбачений захист, що виконується у вигляді захисту нульової послідовності з витримкою часу близько 0,5 с, який діє на вимкнення всієї електрично пов'язаної мережі – системи (секції) шин або живильного трансформатора.

Для ліній 20 і 35 кВ із ізольованою нейтраллю повинні бути передбачені пристрої релейного захисту від багатофазних замикань і від однофазних замикань на землю. Захист від багатофазних замикань слід передбачати в двофазному дворелейному виконанні і вмикати в одні й ті ж фази по всій мережі даної напруги для забезпечення вимкнення в більшості випадків подвійних замикань на землю тільки одного місця пошкодження. З метою підвищення чутливості до пошкоджень після трансформаторів із з'єднанням обмоток зірка-трикутник допускається виконання трирелейного захисту.

Захист від однофазних замикань на землю слід виконувати, як правило, з дією на сигнал. Для здійснення захисту допускається використовувати пристрій контролю ізоляції. При виборі типу основного захисту слід враховувати вимоги

забезпечення стійкості роботи енергосистеми і надійної роботи споживача аналогічно тому, як це враховується для захисту ліній напругою 110 кВ.

На одиничних лініях із одностороннім живленням від багатозазних замикань повинні бути встановлені переважно ступінчасті захисти струму або ступінчасті захисти струму й напруги, а якщо такі захисти не відповідають вимогам чутливості чи швидкості вимкнення пошкодження, наприклад, на головних ділянках, дистанційний ступінчастий захист переважно з пуском по струму. В останньому випадку в якості додаткового захисту рекомендується використовувати струмову відсічку без витримки часу.

Для ліній, що складаються з кількох послідовних ділянок, із метою спрощення допускається використання неселективних ступінчастих захистів струму й напруги в поєднанні із пристроями почергового АПВ. На одиничних лініях, що мають живлення з двох чи більше сторін (останнє – на лініях із відводами), як за наявності, так і за відсутності обхідних зв'язків, а також на лініях, що входять до кільцевої мережі з однією точкою живлення, рекомендується застосовувати ті ж захисти, що й на одиничних лініях із однобічним живленням, виконуючи їх за необхідності спрямованими, а дистанційні – з пуском від реле опору. При цьому допускається неселективне вимкнення суміжних елементів при КЗ у «мертвій» зоні за напругою реле напрямку потужності, коли струмове відсічення, яка використовується в якості додаткового захисту, не встановлюється, наприклад, через недостатню її чутливість. Захист встановлюється, як правило, тільки з тих боків, звідки може бути подане живлення. На коротких одиничних лініях із однобічним живленням, коли це вимагається за умовою швидкості дії, допускається застосування поздовжнього диференційного захисту в якості основного. При цьому довжина кабелю, якого прокладають спеціально для цього захисту, не повинна перевищувати 4 км. Для контролю справності допоміжних дротів захисту слід передбачати спеціальні пристрої. На додаток до поздовжнього диференційного захисту в якості резервного повинен бути застосований один із захистів (ступінчастий захист по струму чи дистанційний ступінчастий захист).

На паралельних лініях, що мають живлення з двох чи більше сторін, а також на живлячому кінці паралельних ліній із однобічним живленням можуть бути використані ті ж захисти, що й на відповідних одиничних лініях. Для прискорення вимкнення пошкодження, особливо при використанні струмових ступінчастих захистів або ступінчастих захистів струму й напруги, на лініях із двобічним живленням може бути застосований додатковий захист із контролем напрямку потужності в паралельній лінії. Цей захист може бути виконаний у вигляді окремого поперечного струмового спрямованого захисту чи тільки у вигляді ланцюга прискорення встановлених захистів (максимального струмового, дистанційного) з контролем напрямку потужності в паралельній лінії. На приймальному кінці двох паралельних ліній із однобічним живленням, як правило, повинен бути використаний поперечний диференційний спрямований захист. Якщо захист не відповідає вимогам швидкодії, а захист із контролем напрямку потужності в паралельній лінії не застосований чи

небажаний, в якості основного захисту (при роботі двох паралельних ліній) на двох паралельних лініях із двостороннім живленням і на живильному кінці двох паралельних ліній із однобічним живленням слід застосовувати поперечний диференційний спрямований захист. В окремих випадках на коротких паралельних лініях допускається застосування поздовжнього диференційного захисту.

Для ліній у 110 – 500 кВ із ефективно заземленою нейтраллю повинні бути передбачені пристрої релейного захисту від багатозафазних замикань і від замикань на землю. Захисти повинні бути обладнані пристроями, які блокують їхню дію при хитаннях, якщо в мережі можливі хитання або асинхронний хід, при яких можливі надлишкові спрацьовування захисту. Допускається виконання захисту без блокувальних пристроїв, якщо він відбудований від хитань за часом (близько 1,5 – 2 с). Для ліній 330 кВ і вище в якості основного повинен бути передбачений захист, який діє без уповільнення при КЗ у будь-якій точці ділянки, що захищається. Для ліній напругою 110 – 220 кВ питання про тип основного захисту, в тому числі про необхідність застосування захисту, що діє без уповільнення при КЗ у будь-якій точці ділянки, що захищається, повинне вирішуватися в перш чергу із врахуванням вимог збереження стійкості роботи енергосистеми. При цьому, якщо за розрахунками стійкості роботи енергосистеми не висуваються інші, більш жорсткі вимоги, може бути прийнято, що вказана вимога, як правило, задовольняється, коли трифазні КЗ, при яких залишкова напруга на шинах електростанцій і підстанцій нижче $0,6 - 0,7 U_{ном}$, відключаються без витримки часу. Менше значення остаточної напруги ($0,6U_{ном}$) може бути допущено для ліній 110 кВ, менш відповідальних ліній 220 кВ (у сильно розгалужених мережах, де живлення споживачів надійно забезпечується з декількох боків), а також для більш відповідальних ліній 220 кВ у випадках, коли КЗ, що розглядається, не приводить до значного скидання навантаження.

При виборі типу захистів, що встановлюються на лініях 110 – 220 кВ, крім вимог зберігання стійкості роботи енергосистеми, повинне бути враховане наступне:

1) на лініях 110 кВ і вище, що відходять від АЕС, а також на всіх елементах мережі, що прилягає, на яких при багатозафазних КЗ залишкова напруга прямої послідовності на боці вищої напруги блоків АЕС може знижуватися більш ніж до 0,45 номінальної, слід забезпечувати резервування швидкодіючих захистів із витримкою часу, яка не перевищує 1,5 с із врахуванням дії ПРВВ;

2) пошкодження, вимкнення яких із витримкою часу може призвести до порушення роботи відповідальних споживачів, повинні вимикатися без витримки часу (наприклад, пошкодження, при яких залишкова напруга на шинах електростанцій і підстанцій буде нижче $0,6U_{ном}$, якщо вимкнення їх із витримкою часу може привести до саморозвантаження внаслідок лавини напруги, чи пошкодження із залишковою напругою $0,6U_{ном}$ і більше, якщо вимкнення їх із витримкою часу може призвести до порушення технології);

3) за необхідності здійснення швидкодіючого АПВ на лінії повинен бути встановлений швидкодіючий захист, що забезпечує вимкнення пошкодженої лінії без витримки часу з обох боків;

4) при вимкненні з витримкою часу пошкоджень із струмами, що в кілька разів перевищують номінальний, можливий недопустимий перегрів провідників.

Допускається застосування швидкодіючих захистів у складних мережах і за відсутності викладених вище умов, якщо це необхідно для забезпечення селективності.

При оцінці забезпечення вимог стійкості, виходячи із значень залишкової напруги, необхідно керуватися наступним:

– для одиночного зв'язку між електростанціями або енергосистемами залишкова напруга повинна бути перевірена на шинах підстанцій та електростанцій, що входять у даний зв'язок, при КЗ на лініях, що відходять від цих шин, крім ліній, що утворюють зв'язок; для одиночного зв'язку, що містить частину ділянок із паралельними лініями, – також при КЗ на кожній із цих паралельних ліній;

– за наявності кількох зв'язків між електростанціями або енергосистемами значення залишкової напруги повинне бути перевірене на шинах тільки тих підстанцій чи електростанцій, де з'єднуються ці зв'язки, при КЗ на зв'язках і на інших лініях, що живляться від цих шин, а також на лініях, що живляться від шин підстанцій зв'язків;

– залишкова напруга повинна бути перевірена при КЗ в кінці зони, яка охоплюється першим ступенем захисту в режимі каскадного вимкнення пошкодження, тобто після вимкнення вимикача з протилежного кінця лінії захистом без витримки часу.

На одиночних лініях з однобічним живленням від багатофазних замикань слід встановлювати ступінчасті струмові захисти або ступінчасті захисти струму й напруги.

Якщо такі захисти не відповідають вимогам чутливості чи швидкості вимкнення пошкодження, то повинен бути передбачений ступінчастий дистанційний захист. В останньому випадку в якості додаткового захисту рекомендується використовувати струмову відсічку без витримки часу.

Від замикань на землю повинен бути передбачений, як правило, ступінчастий струмовий спрямований чи неспрямований захист нульової послідовності. Захист повинен бути встановлений, як правило, тільки з тих сторін, звідки може бути подане живлення.

Для ліній, які складаються з кількох послідовних ділянок, із метою спрощення допускається використання неселективних ступінчастих захистів струму й напруги (від багатофазних замикань) і ступінчастих струмових захистів нульової послідовності (від замикань на землю) в поєднанні із пристроями почергового АПВ.

На одиночних лініях, що мають живлення з двох чи більше боків (останнє – на лініях із відгалуженнями), як за наявності, так і за відсутності обхідних

зв'язків, а також на лініях, що входять до кільцевої мережі з однією точкою живлення, від багатофазних замикань повинен бути застосований дистанційний захист (переважно триступінчастий), який використовується в якості резервного або основного (останнє – тільки на лініях 110 – 220 кВ).

В якості додаткового захисту рекомендується використовувати струмову відсічку без витримки часу. В окремих випадках допускається використовувати струмову відсічку для дії при помилковому включенні на трифазну закоротку в місці установки захисту, коли струмове відсічення, яка виконана для дії в інших режимах, не відповідає вимозі чутливості.

Від замикань на землю повинен бути передбачений, як правило, ступінчастий струмовий направлений чи ненаправлений захист нульової послідовності. В якості основного захисту від багатофазних замикань на приймальному кінці головних ділянок кільцевої мережі з однією точкою живлення рекомендується застосовувати одноступінчастий струмовий направлений захист; на інших одиничних лініях (переважно 110 кВ) допускається в окремих випадках застосовувати ступінчасті струмові захисти або ступінчастий захист струму й напруги, виконуючи їх у випадку необхідності направленими.

Захист слід встановлювати, як правило, тільки з тих боків, звідки може бути подане живлення. На паралельних лініях, що мають живлення з двох чи більше сторін, а також на живлячому кінці паралельних ліній з одностороннім живленням можуть бути використані ті ж захисти, що й на відповідних одиночних лініях.

Для прискорення вимкнення замикань на землю, а в окремих випадках і замикань між фазами на лініях із двостороннім живленням може бути застосований додатковий захист із контролем напрямку потужності в паралельній лінії. Цей захист може бути виконаний у вигляді окремого поперечного струмового захисту (із включеним реле на струми нульової послідовності або на фазні струми) чи тільки у вигляді ланцюга прискорення встановлених захистів (струмової нульової послідовності, максимальної струмової, дистанційної і що) із контролем напрямку потужності в паралельних лініях.

З метою підвищення чутливості захисту нульової послідовності допускається передбачати виведення з роботи окремих її ступенів при відключенні вимикача паралельної лінії. На приймальному кінці двох паралельних ліній з однобічним живленням, як правило, повинен бути передбачений поперечний диференційний направлений захист.

Якщо захист не відповідає вимогам швидкодії, в якості основного захисту (при роботі двох паралельних ліній) на живлячому кінці двох паралельних ліній 110 – 220 кВ з однобічним живленням і на двох паралельних лініях 110 кВ із двостороннім живленням переважно в розподільчих мережах може бути застосований поперечний диференційний направлений захист.

Якщо захист не задовольняє вимозі швидкодії, то в якості основних захистів одиничних і паралельних ліній із двостороннім живленням слід передбачати високочастотні й поздовжні диференційні захисти.

Для ліній 110 – 220 кВ рекомендується здійснювати основний захист із використанням високочастотного блокування дистанційної й струмової направленої нульової послідовності захистів, коли це доцільно за умовами чутливості (наприклад, на лініях із відгалуженнями) чи спрощення захисту. На лініях 330 – 500 кВ на додаток до високочастотного захисту слід передбачати використання пристрою передачі відключаючого чи дозволяючого високочастотного сигналу (для прискорення дії ступінчастого резервного захисту), якщо цей пристрій передбачено для інших потреб. На лініях 500 кВ допускається встановлювати вказаний пристрій спеціально для релейного захисту.

Допускається у випадках, коли це вимагається за умовами швидкодії чи чутливості (наприклад, на лініях з відводами), використання передачі відключаючого сигналу для прискорення дії ступінчастих захистів ліній 110 – 220 кВ.

Якщо високочастотний диференційний захист є основним, то в якості резервних слід застосовувати: від багатofазних КЗ, як правило, дистанційні захисти, переважно триступінчасті; від замикань на землю ступінчасті струмові спрямовані або неспрямовані захисти нульової послідовності.

Основні захисти, швидкодіючі ступені резервних захистів від багатofазних замикань і вимірювальні органи пристрою ОАПВ для ліній 330 – 500 кВ повинні бути спеціального виконання, що забезпечує їхнє нормальне функціонування (із заданими параметрами) в умовах інтенсивних перехідних електромагнітних процесів і значних ємкісних провідностей ліній.

Для цього повинні бути передбачені: в комплектах захистів і вимірювальних органах ОАПВ – заходи, що обмежують вплив перехідних електромагнітних процесів (наприклад, низькочастотні фільтри); в диференційно-фазному високочастотному захисті, встановленому на лініях завдовжки більше 150 км, – пристрої компенсації струмів, обумовлених ємнісною провідністю лінії.

У захистах, встановлених на лініях 330 – 500 кВ, обладнаних пристроями поздовжньої ємкісної компенсації, повинні бути передбачені заходи для попередження надлишкового спрацьовування захисту при зовнішніх пошкодженнях, обумовленого впливом указаних пристроїв.

Наприклад, можуть бути використані реле напрямку потужності зворотної послідовності або передача дозвільного сигналу.

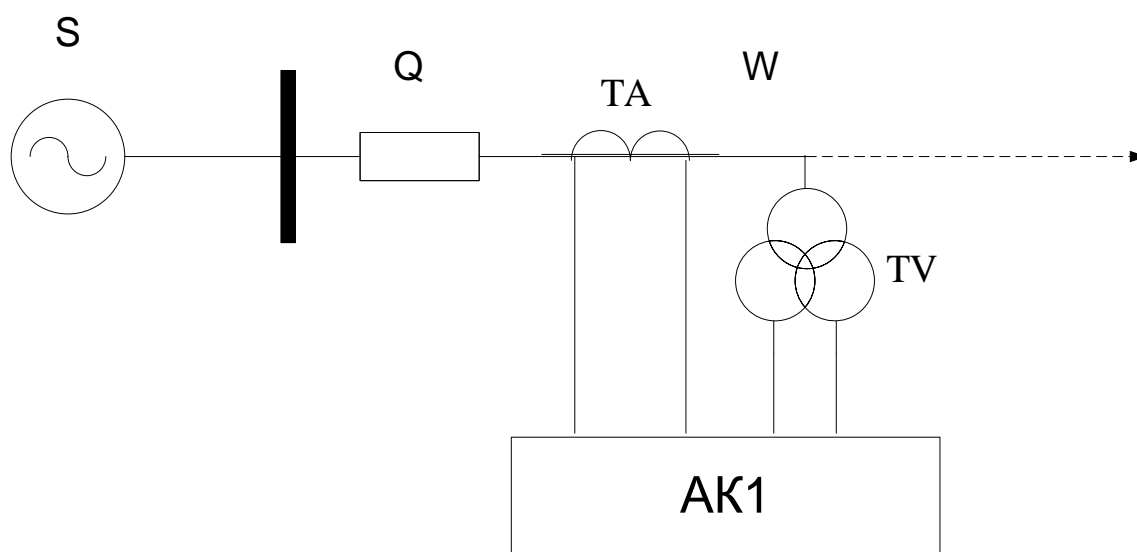
У випадку застосування ОАПВ пристрої релейного захисту повинні бути виконані так, щоб:

- при замиканнях на землю однієї фази, а в окремих випадках і при замиканнях між двома фазами було забезпечено вимкнення тільки однієї фази (з наступним її автоматичним повторним включенням);

- при неуспішному повторному включенні на пошкодження здійснювалося вимкнення однієї або трьох фаз у залежності від того, передбачається тривалий неповнофазний режим роботи лінії чи не передбачається;
- при інших видах пошкодження захист діяв на вимкнення трьох фаз.

3.2 Треступінчастий дистанційний захист ліній

Дистанційними називаються захисти з відносною селективністю, що виконуються з використанням вимірювальних органів опору, завдяки яким витримка часу захисту автоматично змінюється в залежності від віддалення місця КЗ від місця установки захисту. Для захисту високовольтних ліній 110 – 330 кВ розглядається, для прикладу, застосування шафи ШДЕ 2802, яка використовується в якості єдиного комплекту захисту (за відсутності основного швидкодіючого захисту з можливістю забезпечення далекого й близького резервування одночасно. За наявності основного швидкодіючого захисту встановлюється шафа ШДЕ 2801. Шафа ШДЕ 2802 містить основний і резервний комплекти, які показані на рис. 3.1. Основний комплект (за складом – ШДЕ 2801) містить: треступінчастий дистанційний (3Z) направлений (→) захист із блокуваннями при хитаннях і несправностях ланцюгів напруги, струмову відсічку (A), чотириступінчастий струмовий направлений захист нульової послідовності (4A₀).



AK1		
ШДЕ 2802		
3Z	2T	→
	A	
4A ₀	3T	→
2Z	2T	→
2A ₀	2T	→

Рисунок 3.1 – Об’єми релейного захисту лінії

Резервний комплект містить двоступінчастий дистанційний ($2Z$) направлений захист і двоступінчастий струмовий направлений захист нульової послідовності ($2A_0$).

Вимірювальні органи кожного ступеня дистанційного захисту мають три реле опору KZ , включені на різницю фазних струменів і міжфазні напруги (можливе включення на напругу відносно нульової точки системи).

Характеристики спрацьовування реле опору дистанційного захисту ліній 110 – 330 кВ представлені на рис. 3.2, 3.3 і 3.4. Характеристика спрацьовування реле опору першого ступеня (див. рис. 3.2) має форму близьку до кола, що проходить через особливі точки Z_1 , Z_2 , Z_3 і через початок координат. Коло складене із трьох дуг, які спираються на хорди $Z_1 - Z_2$, $Z_2 - Z_3$, $Z_3 - Z_1$. Кут максимальної чутливості реле ($\varphi_{м.ч.}$) складає 75° .

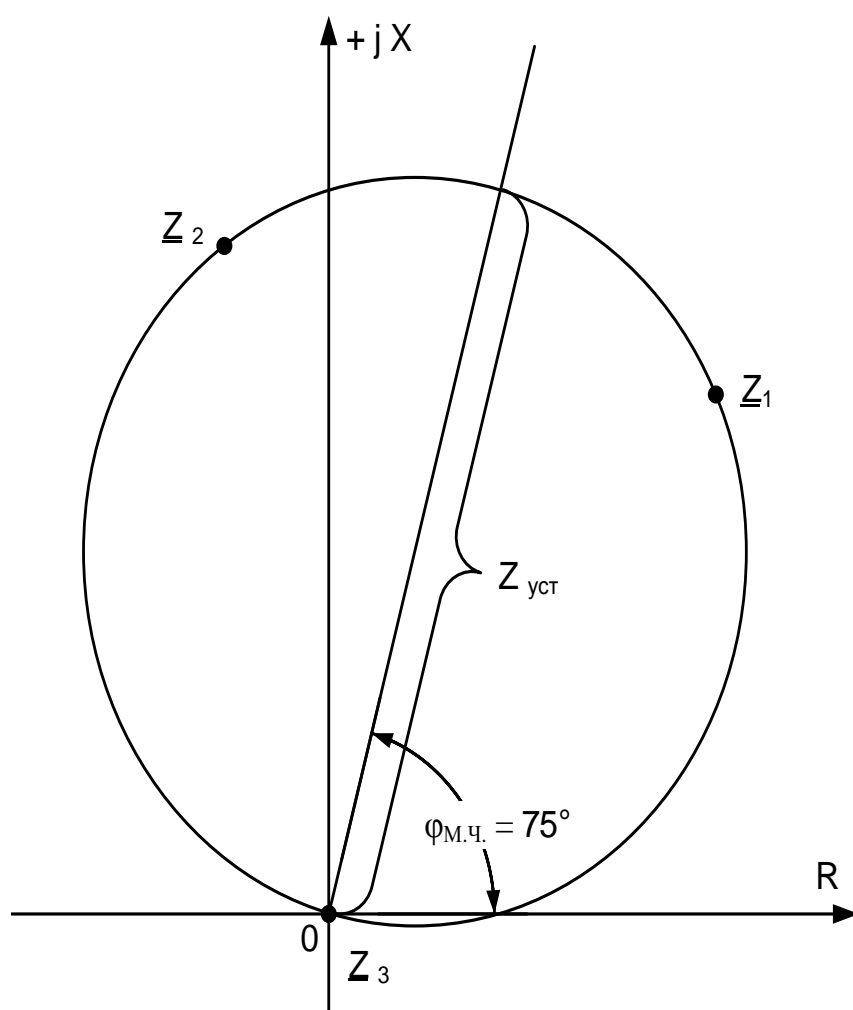


Рисунок 3.2 – Характеристика спрацьовування I ступені захисту

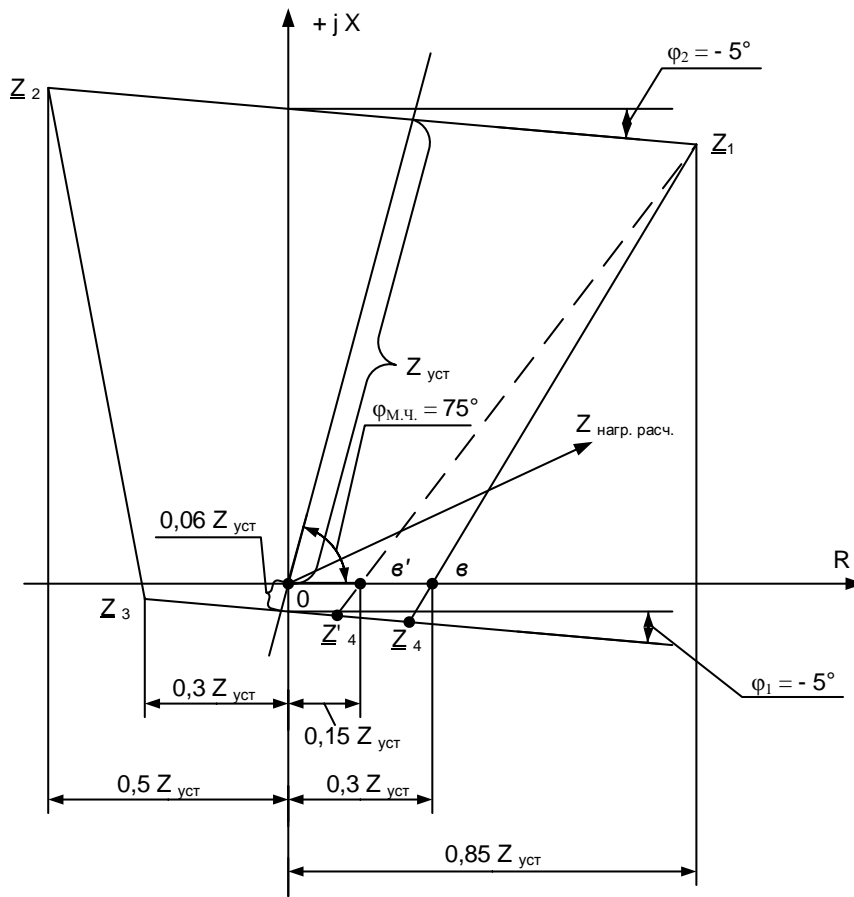


Рисунок 3.3 – Характеристика спрацьовування II ступені захисту

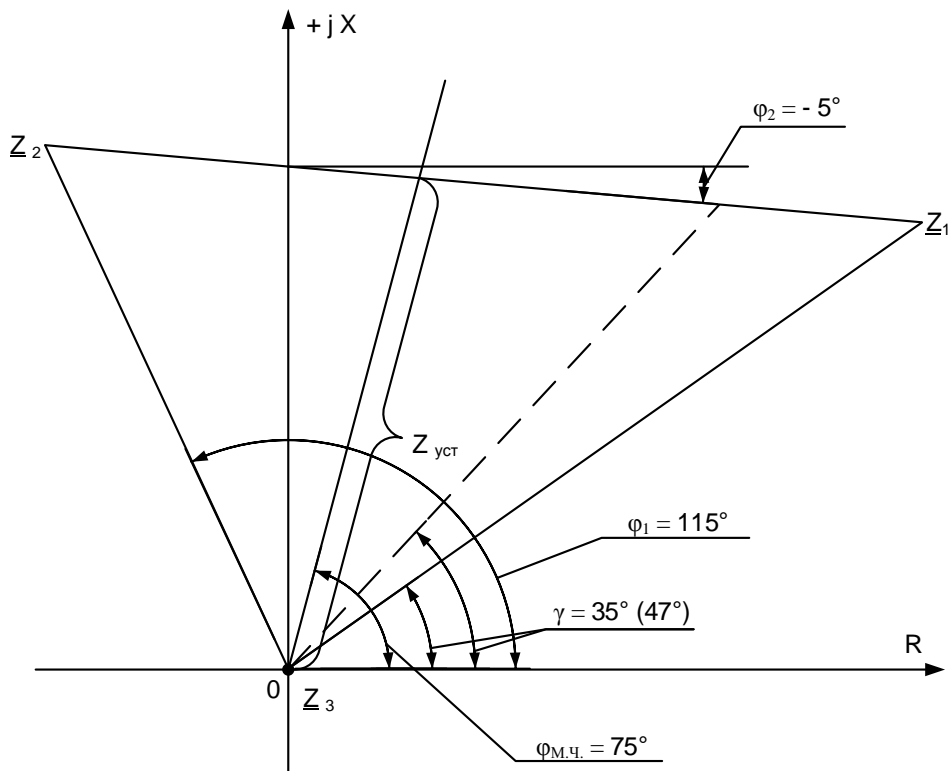


Рисунок 3.4 – Характеристика спрацьовування III ступені захисту

Характеристика спрацьовування реле опору другого ступеня (див. рис. 3.3) – чотирикутник із вершинами Z_1, Z_2, Z_3, Z_4 , що охоплює початок координат, і зі зміщенням у III квадрант. Передбачено два ступеня регулювання нахилу правої бічної сторони чотирикутника $Z_1 - Z_4$ на $0,15$ і $0,3 Z_{уст}$ по вісі R . Кут максимальної чутливості дорівнює 75° .

Характеристика спрацьовування реле опору третього ступеня (див. рис. 3.4) – трикутник із вершинами Z_1, Z_2 і Z_3 .

Остання вершина співпадає з початком координат. Передбачені два ступеня регулювання нахилу правої бічної сторони $Z_1 - Z_3$, що проходить через початок координат під кутом $\gamma=35^\circ$ або $\gamma=47^\circ$ до вісі R . Реле опору I і III ступенів мають спільний блок пам'яті, що забезпечує правильну роботу захисту при близьких КЗ

Опір спрацьовування реле опору $Z_{уст}$ кожного із ступенів задається при куті між напругою і струмом, що дорівнює 75° , який умовно названий кутом максимальної чутливості.

Нижче наведена методика вибору параметрів спрацьовування й перевірка чутливості вимірювальних органів опору.

Вибір витримок часу ступенів захисту здійснюється за загальними правилами багатоступінчастих захистів. Так, наприклад, для триступінчастих захистів, перший ступінь виконується без витримки часу (дистанційна відсічка), другий ступінь – із витримкою часу, що дорівнює сумі часів дії ПРВВ (пристрої резервування при відмові вимикачів), максимального часу дії перших ступенів попередніх захистів і ступеня селективності, тобто

$$t'' \geq t_{ПРВВ} + t'_{ПОП} + \Delta t. \quad (3.1)$$

Третій ступінь виконується із витримкою часу, що обирається в загальному випадку за зустрічно-ступінчастим принципом:

$$t''' \geq t'''_{ПОП} + \Delta t, \quad (3.2)$$

де $t'''_{ПОП}$ – максимальна витримка часу третього ступеня попередніх (суміжних) захистів.

Первинний опір спрацьовування першого ступеня ($Z'_{СЗ1}$) захисту обирається з умови відбудови від металічного КЗ на шинах підстанції, що прилягає до протилежного кінця лінії:

$$Z'_{СЗ1} \leq \frac{Z_{Л1}}{K_{ВВ}}, \quad (3.3)$$

де $Z_{Л1}$ – опір лінії, що захищається; $K_{ВВ}$ – коефіцієнт відбудови, враховує похибки реле, трансформаторів напруги в бік збільшення зони, що захищається, неточність розрахунку електричних величин і необхідний запас, приймається рівним 1,15.

Первинний опір спрацьовування другого ступеня захисту ($Z''_{СЗ1}$) приймається меншим із отриманих за наступними умовами.

Узгодження з першим ступенем попередньої лінії:

$$Z''_{СЗ1} \leq \frac{1}{K_{ВБ}} \cdot \left(Z_{Л1} + \frac{0,9}{K_{СТЛ}} \cdot Z'_{СЗ.ПОП} \right) \cdot d, \quad (3.4)$$

де $K_{СТЛ}$ – коефіцієнт розподілу струму, що дорівнює відношенню первинного струму в місці установки захисту до струму в попередній лінії в таких реально можливих режимах, які відповідають максимальному значенню розглядуваного коефіцієнта розподілу струму; $Z'_{СЗ.ПОП}$ – первинний опір спрацьовування першого ступеня захисту попередньої лінії; $d = 1 / \cos(\varphi_{М.Ч.} - \varphi_3)$ – коефіцієнт, що враховує відмінність кута опору φ_3 в місці установки захисту (кута захисту) від кута максимальної чутливості $\varphi_{М.Ч.}$.

Відстроювання від КЗ на шинах нижчої (середньої) напруги підстанції, яка прилягає до протилежного (у відношенні до місця установки захисту, що розглядається) кінця лінії:

$$Z''_{СЗ1} \leq \frac{1}{K_{ВБ}} \left(Z_{Л1} + \frac{Z_T}{K_{СТ.Т}} \right) \cdot d, \quad (3.5)$$

де Z_T – мінімально можливий опір обмоток паралельно працюючих трансформаторів (автотрансформаторів) із врахуванням регулювання напруги; $K_{СТ.Т}$ – коефіцієнт розподілу струму, що дорівнює відношенню первинного струму в місці установки захисту до струму в трансформаторі (автотрансформаторі) при КЗ на шинах нижчої (середньої) напруги протилежної підстанції.

Якщо попередня ділянка складається з двох паралельних ліній, то вираз (3.4) прийме вигляд:

$$Z''_{СЗ1} \leq \frac{1}{K_{ВБ}} \cdot \left(Z_{Л1} + \frac{0,5}{K_{СТ.Л}} \cdot Z_{Л.ПОП} \right) \cdot d. \quad (3.6)$$

Нахил правої бічної сторони характеристики спрацьовування реле опору другого ступеня обирається за умови відбудови від мінімально можливого опору $Z_{НАВ}$ в максимальному навантажувальному режимі:

$$Z_{НАВ} = \frac{U_{МІН}}{\sqrt{3} \cdot I_{РОБ.МАКС}} \quad (3.7)$$

де $U_{МІН}$ – мінімальне значення первинної напруги в місці установки захисту в розрахунковому навантажувальному режимі; $I_{РОБ.МАКС}$ – максимальне значення первинного робочого струму в лінії, що захищається, в розрахунковому навантажувальному режимі.

Чутливість першого ступеня захисту визначається за струмом точної роботи:

$$K'_{\text{Ч.Т.}} = \frac{I_{3,\text{МІН}}}{I_{\text{Т.Р.}}}, \quad (3.8)$$

де $I_{3,\text{МІН}}$ – первинний струм у місці установки захисту при КЗ між трьома фазами в розрахунковій точці в розрахунковому мінімальному режимі; $I_{\text{Т.Р.}}$ – мінімальний струм точної роботи розглядуваного ступеня (первинний).

Струм $I_{3,\text{МІН}}$ – припустимо визначати при КЗ в кінці лінії, що захищається, як для другого, так і для першого ступеня захисту, враховуючи, що в цій точці струм КЗ мало відрізняється від струму КЗ в кінці зони першого ступеня, яка захищається, і що вона є розрахунковою за чутливістю для другого ступеня захисту.

Мінімальне значення коефіцієнта чутливості допускається порядку 1,3.

Чутливість другого ступеня захисту визначається за виразом:

$$K''_{\text{Ч}} = \frac{Z''_{\text{СЗ1}}}{Z_3}, \quad (3.9)$$

де Z_3 – первинний опір у місці установки захисту при металевому КЗ в кінці лінії, що захищається, в режимі, при якому цей опір має найбільше значення.

Якщо кут φ_3 комплексу Z_3 відрізняється від кута максимальної чутливості, то:

$$K''_{\text{Ч}} = \frac{Z''_{\text{СЗ1}} \cdot \sin \varphi_{\text{М.Ч.}}}{Z_3 \cdot \sin \varphi_3}. \quad (3.10)$$

Мінімальне значення коефіцієнта чутливості у відповідності з ПУЕ допускається порядку 1,25.

При виборі параметрів спрацьовування третього ступеня захисту спочатку розглядається можливість відбудови від максимального навантажувального режиму за кутом. Для цього кут нахилу правої бічної сторони характеристики γ (рис.3.4) повинен бути більше максимально можливого кута ($\varphi_{\text{НАГР.РАСЧ}}$) опору навантаження в місці установки захисту в післяаварійному навантажувальному режимі із врахуванням самозапуску електродвигунів:

$$\gamma \geq \varphi_{\text{НАВ}} + \varphi_{\text{ДОД}}, \quad (3.11)$$

де $\varphi_{\text{ДОД}}$ – додатковий кут, який повинен перевищувати суму похибок характеристики в бік зменшення кута нахилу її правої бічної сторони (приймається 5°), похибок параметрів навантажувального режиму, трансформаторів струму й напруги в бік збільшення кута вектора опору, із запасом приймається $\varphi_{\text{ДОД}} = 12^\circ$.

Первинний опір спрацьовування третього ступеня захисту обирається за наступними умовами. Умова забезпечення чутливості, що вимагається, при касадному відключенні металевому КЗ в кінці зони резервування:

$$K_{\text{ч.ВІМ}}''' = \frac{Z_{\text{СЗ1}}''' \cdot \sin \varphi_{\text{М.ч}}}{Z_3 \cdot \sin \varphi_3}, \quad (3.12)$$

де $K_{\text{ч.ВІМ}}'''$ – потрібний коефіцієнт чутливості третього ступеня захисту, приймається рівним 1,5; Z_3 і φ_3 – відповідно модуль і кут первинного опору в місці установки захисту при металевому КЗ в кінці зони резервування.

Із виразу (3.12) визначається опір:

$$Z_{\text{СЗ1}}''' \geq K_{\text{ч.ВІМ}}''' \cdot Z_3 \cdot \frac{\sin \varphi_3}{\sin \varphi_{\text{М.ч}}}, \quad (3.13)$$

За наявності таких навантажувальних режимів, при яких кут опору навантаження ($\varphi_{\text{НАВ}}$) не відповідає виразу (3.11), первинний опір спрацьовування ($Z_{\text{СЗ1}}'''$) повинен бути відбудований від значення опору навантаження ($Z_{\text{НАВ}}$) за виразом

$$Z_{\text{СЗ1}}''' \leq \frac{Z_{\text{НАВ}}}{K_{\text{ВБ}} \cdot K_{\text{П}}} \cdot \frac{\sin \varphi_{\text{НАВ}}}{\sin \varphi_{\text{М.ч}}}, \quad (3.14)$$

де $K_{\text{П}}$ – коефіцієнт повернення реле опору.

При обраних значеннях коефіцієнтів за виразом (3.14) маємо:

$$Z_{\text{СЗ1}}''' \leq 0,758 \cdot Z_{\text{НАВ}} \cdot \sin \varphi_{\text{НАВ}}. \quad (3.15)$$

Умова узгодження з другим ступенем захисту попередньої лінії:

$$Z_{\text{СЗ1}}''' \leq \frac{1}{K_{\text{ВБ}}} \cdot \left(Z_{\text{Л1}} + \frac{0,9}{K_{\text{СТ.Л}}} \cdot Z_{\text{СЗ.ПОП}}''' \right) \cdot d. \quad (3.16)$$

Умова узгодження з третім ступенем захисту попередньої лінії:

$$Z_{\text{СЗ1}}''' \leq \frac{1}{K_{\text{ВБ}}} \cdot \left(Z_{\text{Л1}} + \frac{0,9}{K_{\text{СТ.Л}}} \cdot Z_{\text{СЗ.ПОП}}''' \right) \cdot d, \quad (3.17)$$

Умова узгодження з дистанційним захистом попереднього автотрансформатора (трансформатора), встановленим на стороні суміжної напруги

$$Z_{\text{СЗ1}}''' \leq \frac{1}{K_{\text{ВБ}}} \cdot \left(Z_{\text{Л1}} + \frac{Z_{\text{АТ}}}{K_{\text{СТ.АТ}}} + \frac{0,9}{K_{\text{СТ.АТ}}} \cdot Z_{\text{СЗ.АТ}}''' \right) \cdot d, \quad (3.18)$$

де $Z_{\text{АТ}}$ – опір автотрансформатора; $K_{\text{СТ.АТ}}$ – коефіцієнт струморозподіл, що дорівнює відношенню первинного струму в місці захисту до струму а автотрансформаторі при трифазному КЗ на шинах середньої напруги

протилежної підстанції; Z_{C3AT} – уставка дистанційного захисту автотрансформатора, приведена до напруги живильної лінії.

Умова резервування попередньої лінії за виразом:

$$Z'_{C31} \geq 1,2 \cdot \left(Z_{Л1} + \frac{Z_{ЛПОП}}{K_{СТ.Л}} \right), \quad (3.19)$$

де $K_{СТ.Л}$ – коефіцієнт струморозподіл лінії, розраховується в такому реально можливому режимі, якому відповідає мінімальне значення коефіцієнта струморозподіл.

Умови резервування захистів попереднього автотрансформатора за виразом:

$$Z'_{C31} \geq 1,2 \cdot \left(Z_{Л1} + \frac{Z_{AT}}{K_{СТ.AT}} \right). \quad (3.20)$$

Чутливість третього ступеня захисту:

$$K_{Ч}''' = \frac{Z'_{C31} \cdot \sin \varphi_{М.Ч}}{Z_3 \cdot \sin \varphi_3}. \quad (3.21)$$

Приклад 3.1 Розрахунок дистанційного захисту високовольтної лінії із двостороннім живленням.

Вихідні дані: Одиначна лінія 330 кВ у відповідності з рис. 3.5 пов'язує підстанції ПСА і ПСБ. Зв'язок ПСБ із системою С2 (ПСВ) по ВЛ-2. Зв'язок ПСБ із системою С3 (ПСС) за допомогою двох автотрансформаторів зв'язку потужністю по 125 МВА і середньою напругою 110 кВ. Основні вихідні дані для розрахунків також приведені на рис. 3.5.

Рішення. Розрахунок першого і другого ступеня. Повний опір опору лінії, що захищається, для заданої схеми:

$$Z_{Л.1} = \sqrt{r_{Л1}^2 + x_{Л1}^2},$$

$$Z_{Л.1} = \sqrt{9,84^2 + 58,94^2} = 59,76 \text{ Ом.}$$

Первинний опір спрацьовування першого ступеня визначаємо за формулою (3.3):

$$Z'_{C31} \leq \frac{59,76}{1,15} = 52 \text{ Ом.}$$

Опір спрацьовування реле першого ступеня захисту розраховуємо як:

$$Z'_{CP1} = \frac{Z'_{C31} \cdot K_I}{K_U},$$

$$Z'_{CP1} = \frac{52 \cdot 2000/1}{330000/100} = 31,5 \text{ Ом.}$$

Приймаємо:

- $Z'_{C31} = 52$ Ом/ф первинних;
- $Z'_{CP1} = 31,5$ Ом/ф вторинних;
- $t' = 0$ с (витримка часу);

- ступінь блокується при хитаннях;
 - мінімальна уставка (вторинна) $Z'_y = 5 \text{ Ом/ф}$;
 - $\varphi_{\text{М.Ч.}} = 75^\circ$ (кут максимальної чутливості);
- струм 10%-ої точної роботи дорівнює $0,3 \cdot 2000/1 = 600\text{А}$.

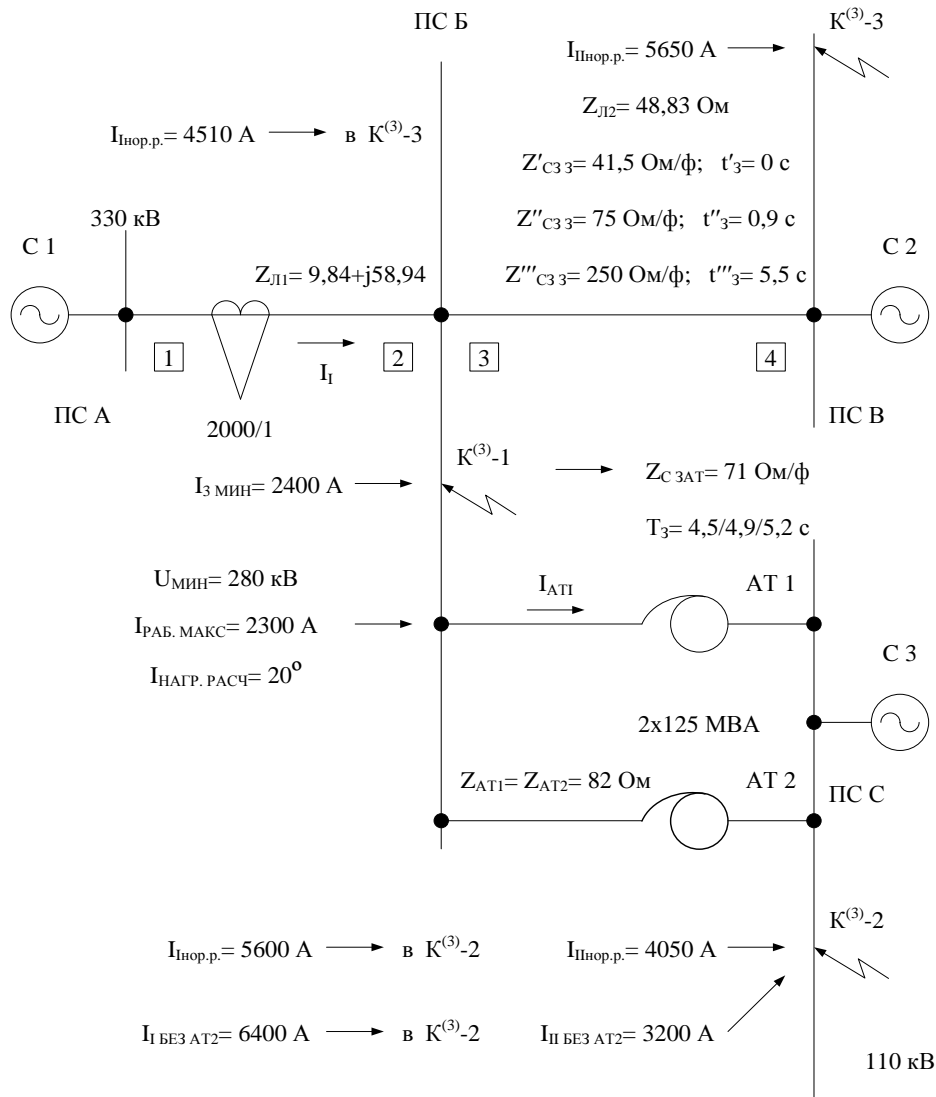


Рисунок 3.5 – Схема ділянки електричної мережі

Чутливість першого ступеня захисту визначається за струмом точної роботи (формула 3.8):

$$K'_{\text{ч.т.}} = \frac{2400}{600} = 4 > 1,3.$$

Кут опору в місці установки захисту

$$\varphi_3 = \arctg \frac{x_{\text{Л1}}}{r_{\text{Л1}}},$$

$$\varphi_3 = \arctg \frac{58,94}{9,84} = 80^\circ.$$

Коефіцієнти струморозподілу для схеми мережі (див. рис.3.5): нормальний режим систем С1 і С2:

$$K_{\text{СТ.Л}} = \frac{I_{\text{нор.р}}}{I_{\text{шнор.р}}},$$

$$K_{\text{СТ.Л}} = \frac{4510}{5650} = 0,798;$$

нормальний режим і вимкнення АТ1 і АТ2:

$$K_{\text{СТ.Л}} = 1;$$

нормальний режим системи С1, С2 і вимкненні ВЛ 330 кВ ПСБ, ПСВ і АТ2 (ПСБ):

$$K_{\text{СТ.Л}} = 1.$$

Первинний опір спрацьовування другого ступеня захисту за умовою узгодження з першим ступенем захисту попередньої лінії згідно з (3.4):

$$Z''_{\text{СЗ1}} \leq 0,87 \cdot \left(59,76 + \frac{0,9}{1} \cdot 41,5 \right) \cdot \frac{1}{\cos(75^\circ - 80^\circ)} = 84,8 \text{ Ом.}$$

Первинний опір спрацьовування другого ступеня захисту за умовою відстроювання від КЗ на шинах ПСС в К⁽³⁾-2 відповідно до (3.5):

$$Z''_{\text{СЗ1}} \leq 0,87 \cdot \left(59,76 + \frac{41}{1} \right) \frac{1}{\cos(75^\circ - 80^\circ)} \leq 88 \text{ Ом.}$$

Опір паралельно працюючих автотрансформаторів:

$$Z_T = \frac{Z_{\text{АТ1}} \cdot Z_{\text{АТ2}}}{Z_{\text{АТ1}} + Z_{\text{АТ2}}},$$

$$Z_T = \frac{82 \cdot 82}{82 + 82} = 41 \text{ Ом.}$$

Приймаємо мінімальне значення:

$$Z''_{\text{СЗ1}} = 84,8 \text{ Ом/ф первинних};$$

$$Z''_{\text{СР1}} = \frac{84,8 \cdot 2000/1}{330000/100} = 5,4 \text{ Ом/ф вторинних};$$

$$t''_1 = 0,9 \text{ с (витримка часу)};$$

ступінь блокується при хитаннях;

мінімальна уставка (вторинна) $Z''_y = 5 \text{ Ом/ф}$;

$$\varphi_{\text{М.Ч.}} = 75^\circ \text{ і } I_{\text{Т.Р.}} = 0,3 \text{ А (вторинних) при } 600 \text{ А (первинних).}$$

Нахил правої бічної сторони характеристики спрацьовування реле опору другого ступеня (див. рис. 3.3), що визначається відносним (у відношенні до значення опору уставки $Z_{\text{УСТ}}$) значенням координат «*v*» точки перетину сторони Z_1 - Z_4 з віссю активних опорів, обирається за умовою відбудови від мінімально можливого вектора опору навантаження $Z_{\text{НАГР.РАСЧ}}$ в місці установки захисту в післяаварійному максимальному навантажувальному режимі із врахуванням самозапуску електродвигунів.

Абсолютне значення вектора опору навантаження відповідно до (3.7):

$$Z_{\text{НАВ}} = \frac{280000}{\sqrt{3} \cdot 2300} = 70,37 \text{ Ом.}$$

Відстроювання від вектора ($Z_{\text{НАВ}}$) здійснюється із врахуванням наступних даних: $K_{\text{ОТС}} = 1,3$, коефіцієнт повернення $K_{\text{П}} = 1,05$, кут вектора опору навантаження в розрахунковому навантажувальному режимі $\varphi_{\text{НАВ}} = 20^\circ$:

$$\varepsilon \leq \frac{\frac{Z_{\text{НАВ}}}{K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{В}} \cdot Z''_{\text{СЗ1}}} \cdot (0,966 \cdot \cos \varphi_{\text{НАВ}} - 0,85 \cdot \sin \varphi_{\text{НАВ}})}{0,966 - \frac{Z_{\text{НАВ}}}{K_{\text{ВВ}} \cdot K_{\text{П}} \cdot Z''_{\text{СЗ1}}} \cdot \sin \varphi_{\text{НАВ}}},$$

$$\varepsilon \leq \frac{\frac{70,37}{1,3 \cdot 1,05 \cdot 84,8} \cdot (0,966 \cdot \cos 20^\circ - 0,85 \cdot \sin 20^\circ)}{0,966 - \frac{70,37}{1,3 \cdot 1,05 \cdot 84,8} \cdot \sin 20^\circ} \leq 0,49.$$

Нормовані значення координати «в» відрізка вісі R між початком координат і правою боковою стороною чотирикутника дорівнюють:

$$\varepsilon'_H = 0,15 \cdot Z_{\text{УСТ}}; \quad \varepsilon_H = 0,3 \cdot Z_{\text{УСТ}},$$

які менше розрахункової ($\varepsilon_{\text{РОЗ}} = 0,49 \cdot Z_{\text{УСТ}}$):

$$(\varepsilon_H = 0,3 \cdot Z_{\text{УСТ}}) < (\varepsilon_{\text{РОЗ}} = 0,49 \cdot Z_{\text{УСТ}}).$$

Відповідно, можна прийняти

$$\varepsilon = 0,3 \cdot Z_{\text{УСТ}}.$$

Якщо отримане значення «в» менше мінімального, що дорівнює 0,15, то слід провести розрахунок ($Z''_{\text{СЗ1}}$) при $\varepsilon = 0,15$ за виразом:

$$Z''_{\text{СЗ1}} \leq \frac{Z_{\text{НАВ}}}{K_{\text{ВВ}} \cdot K_{\text{П}}} \cdot \frac{0,966 \cdot \cos \varphi_{\text{НАВ}} - (0,85 - \varepsilon) \cdot \sin \varphi_{\text{НАВ}}}{\varepsilon \cdot 0,966},$$

$$Z''_{\text{СЗ1}} \leq \frac{Z_{\text{НАВ}}}{K_{\text{ВВ}} \cdot K_{\text{П}}} \cdot \frac{\cos \varphi_{\text{НАВ}} - 0,7 \cdot \sin \varphi_{\text{НАВ}}}{0,15}.$$

Якщо умова відстроювання від навантажувального режиму ($Z_{\text{НАГР.РАСЧ}}$) не виконується, то слід відповідно знизити опір спрацьовування другого ступеня захисту й повторити розрахунок чутливості, уставки, нахил правої бічної сторони характеристики спрацьовування реле опору другого ступеня захисту.

Чутливість другого ступеня захисту визначається за формулою (3.9):

$$K''_{\text{Ч}} = \frac{84,8}{59,76} = 1,42 > 1,25.$$

Витримка часу другого ступеня дистанційного захисту повинна бути узгоджена із витримками часу ступенів захисту попередніх елементів, з якими здійснюються узгодження (лінії й автотрансформаторів), і витримкою часу ПРВВ за формулою (3.1):

$$t_1'' = 0 + 0,4 + 0,5 = 0,9 \text{ с.}$$

Кут нахилу правої бічної сторони характеристики третього ступеня повинен бути більше максимально можливого кута опору навантаження в місці установки захисту в післяаварійному навантажувальному режимі із врахуванням самозапуску електродвигунів розраховується за формулою (3.11):

$$\gamma \geq 20 + 12 \geq 32^\circ.$$

Приймаємо кут опору $\gamma = 35^\circ$.

Первинний опір спрацьовування третього ступеня захисту обирається за наступними умовами.

Умова забезпечення потрібної чутливості при каскадному відключенні металевого КЗ в кінці зони резервування розраховується згідно з виразу (3.12):

$$Z'''_{\text{СЗ1}} \geq 1,5 \cdot 59,76 \cdot \frac{\sin 80^\circ}{\sin 75^\circ} = 91,4 \text{ Ом.}$$

Умова узгодження з другим ступенем ($Z_{C3ПРЕД}''$) дистанційного захисту попередньої лінії визначається відповідно (3.16):

$$Z_{C31}''' \leq \frac{1}{1,15} \cdot \left(59,76 + \frac{0,9}{1} \cdot 75 \right) \cdot \frac{1}{\cos(75^\circ - 80^\circ)} \leq 111,1 \text{ Ом.}$$

Витримка часу ступеня обчислюється за формулою (3.2):

$$t_1''' = 0,9 + 0,5 = 1,4 \text{ с.}$$

Умова узгодження з третім ступенем дистанційного захисту попередньої лінії розраховується за формулою (3.17):

$$Z_{C31}''' \leq \frac{1}{1,15} \cdot \left(59,76 + \frac{0,9}{1} \cdot 250 \right) \cdot \frac{1}{\cos(75^\circ - 80^\circ)} \leq 248,7 \text{ Ом.}$$

Витримка часу:

$$t_1 = 5,5 + 0,5 = 6,0 \text{ с.}$$

Умова узгодження з дистанційним захистом попереднього автотрансформатора, встановленим на боці суміжної напруги (нарис. 3.5 дистанційний захист спрямований у шини 110 кВ; $Z_{C3АТ} = 71 \text{ Ом}$, $T = 4,5/4,9/5,2 \text{ с}$).

Коефіцієнт струморозподіл при трифазному КЗ на шинах 110 кВ ПСС (рисунок 3.5, $K^{(3)}-2$) визначається за формулою:

$$K_{СТ.АТ1} = \frac{I_1}{I_{АТ1}}$$

у нормальному режимі

$$K_{СТ.АТ1} = \frac{5600}{4050} = 1,38,$$

у режимі вимкнення АТ2 ПСБ

$$K_{СТ.АТ1} = \frac{6400}{3200} = 2.$$

Опір спрацьовування третього ступеня за умовою узгодження з дистанційним захистом попереднього автотрансформатора визначається відповідно до формули (3.18) (табл. 3.1):

$$Z_{C31}''' \leq \frac{1}{1,15} \left[59,76 + \frac{82}{2} + \frac{0,9}{2} \cdot 71 \cdot \left(\frac{330}{115} \right)^2 \right] \cdot \frac{1}{\cos(75^\circ - 80^\circ)} \leq 317,8 \text{ Ом.}$$

Таблиця 3.1 – Розрахункові умови вибору уставок третього ступеня

№ п/п	Умови вибору третьої (останньої) ступені дистанційного захисту	Значення уставок	
		Z_{C31}''' , Ом	t_1''' , с
1	Забезпечення потрібної чутливості в основній зоні резервування (Z_3) – ближнє резервування	$\geq 91,4$	1,4
2	Відбудова від другої ступені дистанційного захисту попередніх ліній ($Z_{C3ПОП}''$)	$\leq 111,1$	1,4
3	Налаштування від третього ступеня дистанційний захисту попередньої лінії ($Z_{C3ПОП}'''$)	$\geq 248,7$	6
4	Налаштування від дистанційного захисту попереднього трансформатора на стороні СН ($Z_{C3АТСН}$)	$\leq 317,8$	5,7
5	Забезпечення умови резервування в зоні попередньої лінії ($Z_{Л2}$) – далеке резервування	$\geq 145,14$	6
6	Забезпечення умови резервування в зоні попереднього автотрансформатора ($Z_{АТ1}$) – далеке резервування	≥ 143	5,7
Вибрані уставки		248,7	6

Витримка часу ступеня

$$t'''_1 = t'''_{AT} + \Delta t = 5,2 + 0,5 = 5,7 \text{ с.}$$

Умова резервування попередньої лінії визначається за виразом:

$$Z'''_{C31} \geq 1,2 \cdot \left(Z_{Л1} + \frac{Z_{Л2}}{K_{СТ,Л}} \right),$$
$$Z'''_{C31} \geq 1,2 \cdot \left(59,76 + \frac{48,83}{0,798} \right) \geq 145,14 \text{ Ом.}$$

Умови резервування попереднього автотрансформатора за виразом:

$$Z'''_{C31} \geq 1,2 \cdot \left(Z_{Л1} + \frac{Z_{AT1}}{K_{СТ,AT1}} \right).$$
$$Z'''_{C31} \geq 1,2 \cdot \left(59,76 + \frac{82}{1,38} \right) \geq 143.$$

Вибрані уставки третього ступеня дистанційного захисту:

$$Z'''_{C31} = 248,7 \text{ Ом/ф первинних};$$

$$Z'''_{CP1} = \frac{248,7 \cdot 2000/1}{330000/100} = 150,7 \text{ (Ом/ф) вторинних};$$

$$\text{витримка часу } t'''_1 = 6 \text{ с};$$

ступінь не блокується при хитаннях;

$$\text{мінімальна уставка (вторинна) } Z'''_y = 10 \text{ Ом/ф};$$

кут $\phi_{M.ч.} = 75^\circ$ і струм $I_{T.P.} = 0,1 \text{ А}$ (вторинних) при 200 А (первинних).

Чутливість третього ступеня захисту визначається відповідно (3.21):

$$K'_q = \frac{248,7 \cdot \sin 75^\circ}{59,76 \cdot \sin 80^\circ} = 4,08 > 1,25.$$

3.3 Захист від замикань на землю в мережі з великим струмом замикання

Для захисту ліній від коротких замикань на землю (однофазних і двофазних) застосовується захист, що реагує на струми і потужність нульової послідовності. Необхідність спеціального захисту від коротких замикань на землю викликається тим, що цей вид пошкоджень є переважним, а захист, що включається на струми і напругу нульової послідовності, здійснюється більш просто й має ряд переваг у порівнянні зі струмовим захистом, що реагує на повні струми фаз. Захисти нульової послідовності виконуються у вигляді струмових максимальних захистів і відсічок як простих, так і спрямованих.

Для аналізу роботи захистів нульової послідовності й розрахунку струмів коротких замикань необхідно визначати розподіл (шляхи проходження) струмової нульової послідовності в конкретних схемах мережі. Із теорії симетричних складових відомо, що розподіл струмів нульової послідовності може розглядатися незалежно від струмів прямої й зворотної послідовностей. Джерелом появи струмів нульової послідовності можна вважати напругу, що з'являється на кожній фазі в місці короткого замикання. Під впливом цієї напруги в кожній фазі виникають струми I_0 , які замикаються по контуру фаза-земля через місце пошкодження й заземлені нейтралі.

Так як непошкоджені фази не пов'язані з точкою пошкодження безпосередньо, то для утворення контуру циркуляції струмів I_0 необхідно уявити, що в місці замикання на землю мається умовне з'єднання між усіма фазами. Тоді в місці замикання на землю проходить струм, який дорівнює сумі струмів нульової послідовності I_0 всіх трьох фаз, котрий і є дійсним струмом пошкодження. Цей струм направляється через землю до заземлених нейтралей трансформаторів і через них повертається у фази мережі. Таким чином, при замиканнях на землю поява струмів I_0 можлива тільки в мережі, де маються трансформатори із заземленими нейтраліями. При кількох заземлених нейтраліях струм нульової послідовності, що виник у місці пошкодження, розгалужується між нейтраліями зворотно пропорційно опорам їх розгалужень. Якщо заземлена нульова точка трансформатора тільки з одного боку лінії електропередачі, то при замиканні на землю на цій лінії струми нульової послідовності проходять тільки на ділянці між місцем пошкодження й заземленою нульовою точкою. Якщо ж заземлені нульові точки трансформаторів з двох боків розглядуваної ділянки, то струми нульової послідовності проходять по ній з обох боків від місця КЗ. Це дозволяє зробити висновок, що розподіл струмів нульової послідовності в мережі визначається розташуванням не генераторів, а заземлених нейтралей. Якщо трансформатор має з'єднання обмоток зірка - трикутник, то замикання на землю на боці трикутника не викликає струмів нульової послідовності на боці зірки. Тому захисти, встановлені в мережі зірки, не діють при замиканні на землю в мережі трикутника. Якщо ж мережі різних напруг пов'язані трансформатором, що мають з'єднання обмоток зірка - зірка, із заземленими нульовими точками обох обмоток, то замикання на землю в мережі одної зірки викликає появу струмів нульової послідовності в мережі другої зірки. Для усунення цього зв'язку необхідно розземлити нейтраль одної з обмоток трансформатора. Важливою перевагою захисту нульової послідовності є те, що він не реагує на навантаження. Завдяки цьому його не вимагається відстроюувати від струмів нормального режиму й перевантажень, що дозволяє забезпечити високу чутливість цього захисту в порівнянні із захистами, які реагують на фазні струми.

Приклад 3.2 Вибір уставок струмового спрямованого захисту нульової послідовності високовольтної лінії.

Розглядається розрахунок струмового спрямованого захисту нульової послідовності (СНЗНП) при наступних вихідних даних (рис. 3.6):

– високовольтна лінія ВЛ 110 кВ одноланцюгова зі сталевим тросом:

$$x_{0Л} = 3 x_{1Л}, l_1 = 20 \text{ км}, l_2 = 10 \text{ км};$$

– силові трансформатори Т1 і Т2:

$$S_{Т1} = S_{Т2} = 10 \text{ МВА}, x_{0Т} = x_{1Т1}, U_K = 10 \%;$$

нейтраль трансформатор Т2 –розземлена.

Рішення. Для розрахунку струмів при коротких замиканнях складаємо схеми заміщення прямої (зворотної) і нульової послідовності у відповідності (рис.3.7 і 3.8). Опори живлячої системи до шин підстанції 110 кВ вказані на рис. 3.6.

Розрахунок параметрів ліній 110 кВ:

$$\begin{aligned}
 x_{1Л1} &= x_{\Pi} l_1, \\
 x_{1Л1} &= 0,4 \cdot 20 = 8 \text{ Ом}, \\
 x_{1Л2} &= x_{\Pi} l_2, \\
 x_{1Л2} &= 0,4 \cdot 10 = 4 \text{ Ом}, \\
 x_{0Л1} &= 3 x_{1Л1}, \\
 x_{0Л1} &= 3 \cdot 8 = 24 \text{ Ом}, \\
 x_{0Л2} &= 3 x_{1Л2}, \\
 x_{0Л2} &= 3 \cdot 4 = 12 \text{ Ом}.
 \end{aligned}$$

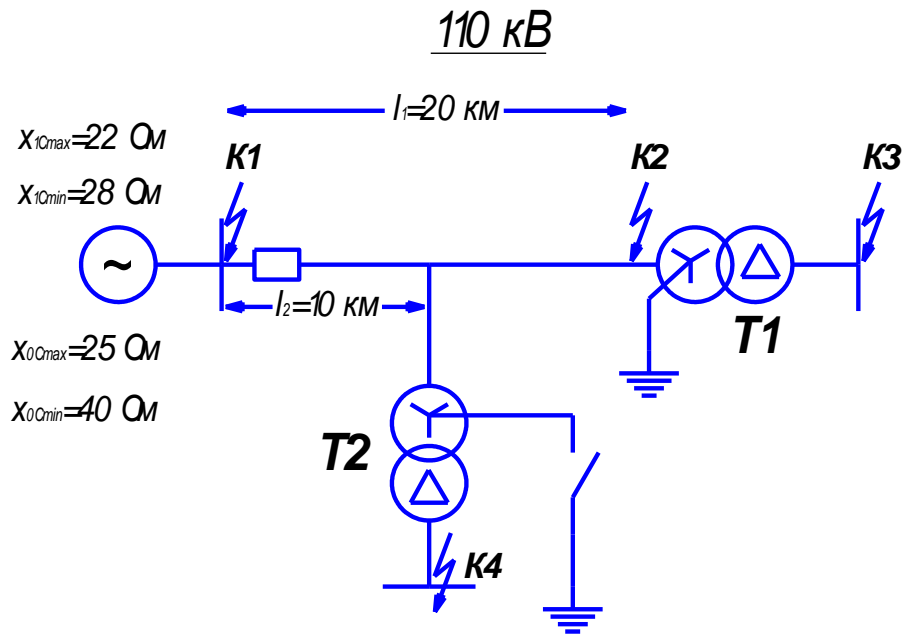


Рисунок 3.6 – Розрахункова схема електричної мережі

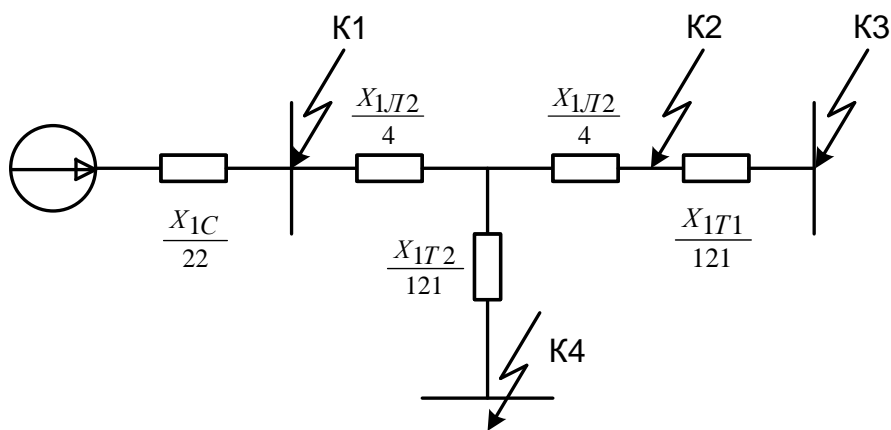


Рисунок 3.7 – Схема заміщення прямої (зворотної) послідовності

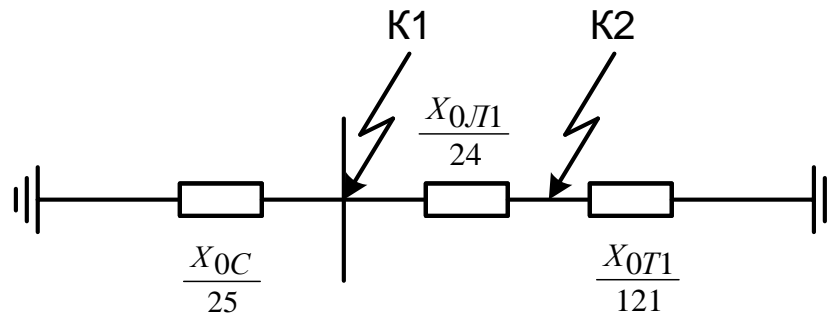


Рисунок 3.8 – Схема заміщення нульової послідовності

Параметри трансформаторів:

$$x_{1T1,2} = \frac{U_{K.max}}{100 \frac{U^2}{S_{T1}}}$$

$$x_{1T1,2} = 0,1 \cdot \frac{110^2}{10} = 121 \text{ Ом},$$

$$x_{0T1,2} = 121 \text{ Ом}.$$

Розраховуємо струми при різних коротких замиканнях у точці К1.
Еквівалентний опір нульової послідовності:

$$x_{0K1} = \frac{x_{0C} \cdot (x_{0Л1} + x_{0Т1})}{x_{0C} + x_{0Л1} + x_{0Т1}},$$

$$x_{0K1} = \frac{25(24+121)}{25+24+121} = 21,3 \text{ Ом}.$$

Струм однофазного короткого замикання:

$$3I_{0K1}^{(1)} = \frac{3U_{\Phi}}{x_1 + x_2 + x_0}$$

$$3I_{0K1}^{(1)} = \frac{3 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(22+22+21,3)} = 2920 \text{ А}.$$

Струм розподіл при однофазному короткому замиканні показано на рис.

3.9:

- струм із боку системи:

$$3I_{0C} = 3I_{0K1}^{(1)} \cdot \frac{x_{\Sigma}}{x_{0C}},$$

$$3I_{0C} = 2920 \cdot \frac{21,3}{25} = 2482 \text{ А},$$

- струм із боку ВЛ:

$$3I_{0Л} = 3I_{0K1}^{(1)} \cdot \frac{x_{\Sigma}}{x_{0Л1} + x_{0Т1}},$$

$$3I_{0Л} = 2920 \cdot \frac{21,3}{24+121} = 438 \text{ А}.$$

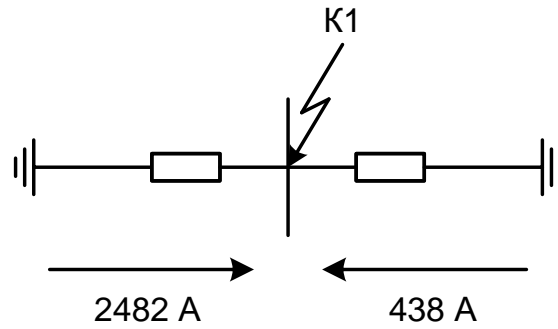


Рисунок 3.9 – Струморозподіл при однофазному короткому замиканні

Струм двофазного короткого замикання на землю:

$$3I_{0K1}^{(1,1)} = \frac{3U_{\Phi}}{x_1 + 2x_0},$$

$$3I_{0K1}^{(1,1)} = \frac{3 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(22 + 2 \cdot 21,3)} = 2953 \text{ A.}$$

Струморозподіл при двофазному короткому замиканні на землю показане на рис.3.10:

- струм з боку системи:

$$3I_{0C} = 3I_{0K1}^{(1,1)} \cdot \frac{x_{\Sigma}}{x_{0C}},$$

$$3I_{0C} = 2953 \cdot \frac{21,3}{25} = 2510 \text{ A,}$$

- струм з боку ВЛ:

$$3I_{0Л} = 3I_{0K1}^{(1,1)} \cdot \frac{x_{\Sigma}}{x_{0Л1} + x_{0Г1}},$$

$$3I_{0Л} = 2953 \cdot \frac{21,3}{24 + 121} = 443 \text{ A.}$$

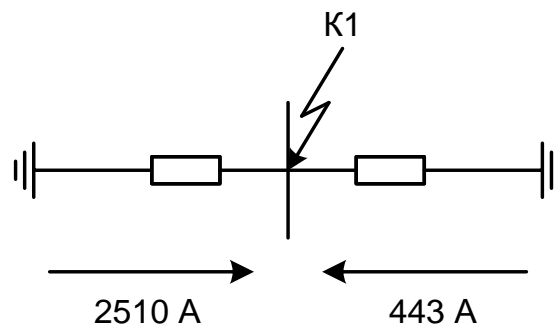


Рисунок 3.10 – Струморозподіл при двофазному короткому замиканні на землю

Струм трифазного короткого замикання:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot x_{1C}},$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 22} = 2890 \text{ A.}$$

Струм двофазного короткого замикання:

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}{x_1 + x_2},$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{110 \cdot 10^3}{44} = 2500 \text{ А.}$$

Для порівняння. Якщо нейтраль трансформатора Т2 заземлена, то:

$$3I_{0K1}^{(1)} = \frac{3 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(22+22+18,8)} = 3040 \text{ А,}$$

$$3I_{0K1}^{(1,1)} = \frac{3 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(22+2 \cdot 18,8)} = 3200 \text{ А.}$$

Результати розрахунків струмів короткого замикання наведені в табл.3.2.

Таблиця 3.2 – Результати розрахунків струмів короткого замикання

Точка К1	$I^{(3)}, \text{ А}$	$I^{(2)}, \text{ А}$	$I^{(1)}, \text{ А}$	$I^{(1,1)}, \text{ А}$
Токи	2890	2500	2920 2482→ 438←	2953 2510→ 443←
Точка К2	$I^{(3)}, \text{ А}$	$I^{(2)}, \text{ А}$	$I^{(1)}, \text{ А}$	$I^{(1,1)}, \text{ А}$
Токи	2117	1833	2010 143→ 579←	1910 1359→ 551←

Розрахунок струмів при різних коротких замиканнях у точці К4 (на шинах 6 кВ).

Струм трифазного короткого замикання:

$$I_{K4}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (x_{1C} + x_{1L2} + x_{1T2})}$$

$$I_{K4}^{(3)} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (22+4+121)} = 432 \text{ А.}$$

Струм двофазного короткого замикання:

$$I_{K4}^{(2)} = I_{K4}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$I_{K4}^{(2)} = 432 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 374 \text{ А.}$$

Розрахунок струмів при різних коротких замиканнях у точці К3 (на шинах 10 кВ). Струм трифазного короткого замикання:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (x_{1C} + x_{1L1} + x_{1T1})},$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (22+8+121)} = 421 \text{ А.}$$

Струм двофазного короткого замикання:

$$I_{K3}^{(2)} = 421 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 364 \text{ А.}$$

Вибір уставок струмового спрямованого захисту нульової послідовності (ССЗНП) високовольтної лінії ВЛ 110 кВ. В якості першого ступеня максимального струмового захисту нульової послідовності приймається струмове відсічення нульової послідовності без витримки часу. Струмове реле захисту включається в нульовий дріт повної зірки трансформаторів струму лінії

й реагує на появу неврівноважених складових – складових нульової послідовності.

Для забезпечення селективності струм спрацьовування ненаправленої відсічки без витримки часу відбудовується від найбільшого значення струму $3I_0$ при зовнішньому короткому замиканні на землю. Найбільшим значенням струму є двофазне коротке замикання на землю в точці К1 «за спиною»:

$$I_0^I \geq k_H \cdot 3I_{0K1}^{(1,1)},$$

$$I_0^I \geq 1,3 \cdot 443 = 576A,$$

де k_H – коефіцієнт надійності, що дорівнює $k_H = 1,3$.

Коефіцієнт чутливості відсічки визначається при короткому замиканні на землю в кінці тупикової лінії, що захищається (точка К2). Таким є двофазне коротке замикання на землю:

$$k_{\text{ч}}^I = \frac{3I_{0K2\text{min}}^{(1,1)}}{I_0^I}$$

$$k_{\text{ч}}^I = \frac{1359}{576} = 2,36 > 2,$$

що вказує на ефективність відсічки, яка захищає всю лінію.

Визначимо коефіцієнт чутливості відсічки при пошкодженнях на початку лінії, що захищається (точка К1):

$$k_{\text{ч}}^I = \frac{3I_{0K1\text{min}}^{(1)}}{I_0^I},$$

$$k_{\text{ч}}^I = \frac{2482}{576} = 4,3.$$

В якості другого ступеня приймається максимальний струмовий захист нульової послідовності із витримкою часу. Для тупикової лінії витримка часу для другого ступеня приймається 0,5 с.

Струм спрацьовування ступеня повинен бути відбудований від струму небалансу в нульовому дроті схеми з'єднання трансформаторів струму в повну зірку при зовнішніх замиканнях між фазами.

Для даної лінії – при найближчому трифазному короткому замиканні за трансформатором Т2 (точка К4):

$$I_0^{II} = k_H \cdot k_{\text{ПЕР}} \cdot k_{\text{нб}} \cdot I_{\text{расч}},$$

$$I_0^{II} = 1,25 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 432 = 54A,$$

де k_H – коефіцієнт надійної відбудови, $k_H = 1,25$; $k_{\text{ПЕР}}$ – коефіцієнт, що враховує перехідний режим, для витримки часу 0,5 с приймається таким, що дорівнює $k_{\text{ПЕР}} = 1$; $k_{\text{нб}}$ – коефіцієнт небалансу, $k_{\text{нб}} = 0,1$; $I_{\text{расч}}$ – максимальне значення струму при найближчому зовнішньому трифазному короткому замиканні, $I_{\text{расч}} = I_{K4}^{(3)}$.

Чутливість другого ступеня до мінімального струму короткого замикання на землю, яким за розрахунками є струм двофазного короткого замикання на землю в кінці лінії, що захищається (точка К2), при мінімальному режимі роботи енергосистеми:

$$k_{\text{ч}}^{II} = \frac{3I_{0\text{К}2\text{min}}^{(1,1)}}{I_0^{II}},$$

$$k_{\text{ч}}^{II} = \frac{1359}{54} = 25.$$

3.4 Захист кабельно-повітряних ліній

Основні вимоги до захистів кабельно-повітряних ліній розглянуті в розділі 3.1., а в даному розділі представлений приклад розрахунку захисту з умовою застосування автоматичного повторного вмикання (АПВ) після вимкнення пошкоджень на повітряній лінії. При пошкодженнях у кабельній лінії АПВ повинне блокуватися, щоб виключити розвиток пошкодження кабелю після повторної подачі живлення на можливе не усунене коротке замикання. Цим підвищується надійність електропостачання споживачів і відновлюється нормальний режим роботи електричної системи. У багатьох випадках після швидкого вимкнення ділянки електричної мережі, на якій виникло коротке замикання в результаті короткочасного порушення ізоляції чи пробою повітряного проміжку, при наступній подачі напруги повторне коротке замикання не виникає.

Приклад 3.3. Розрахунок захисту кабельно-повітряної лінії із застосуванням АПВ.

Вихідні дані: кабельно-повітряна лінія живить підстанцію ПС-В із двома трансформаторами по 630 кВА і ПС-С з навантаженням 10 МВт та $\cos\varphi=0,85$ (рис. 3.11). Опір системи $X_{\text{С}}=0,55$ Ом. Опір реактора $Z_{\text{Р}}=0,05+j0,5$. Кабель:

$s=3 \cdot 120$; $L=3$ км; $Z_{\text{КЛ}}=0,45+j0,36$. Трансформатори: ПС-В; 2 · 630 кВА; $U_{\text{К}}=4\%$; $X_{\text{T}}=6,35$ Ом. Повітряна лінія: $s=3 \cdot 120$, $L=2,5$ км, $Z_{\text{ВЛ}}=0,57 + j1,0$.

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

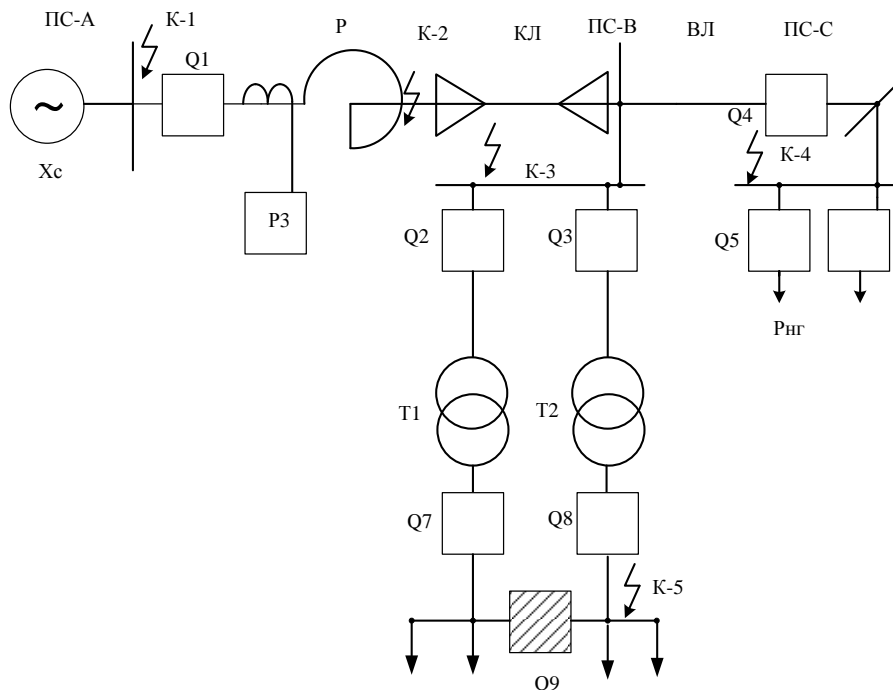


Рисунок 3.11 – Розрахункова схема об'єктів захисту

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

$$I_{\text{пс-в}} = \frac{2S_{\text{T}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}},$$

$$I_{\text{пс-в}} = \frac{2 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = \frac{2 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 69,4 \text{ А.}$$

Струм навантаження підстанції С:

$$I_{\Sigma} = \frac{P_{\text{НГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}} \cdot \cos \varphi},$$

$$I_{\Sigma} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,85} = 647,6 \text{ А.}$$

Сумарний струм навантаження:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{пс-в}} + I_{\text{НГ}},$$

$$I_{\Sigma} = 69,4 + 647,6 = 717 \text{ А.}$$

Повний опір навантаження підстанції С:

$$Z_{\text{НГ}} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НГ}}},$$

$$Z_{\text{НГ}} = \frac{0,9 \cdot 10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 647,6} = 8,43 \text{ Ом.}$$

Кут навантаження ПС-С ($\varphi=32^\circ$) відповідає $\cos \varphi = 0,85$.

Активний опір навантаження:

$$R_{\text{НГ}} = Z_{\text{НГ}} \cdot \cos \varphi,$$

$$R_{\text{НГ}} = 8,43 \cdot 0,85 = 7,1 \text{ Ом.}$$

Реактивний опір навантаження:

$$X_{\text{НГ}} = Z_{\text{НГ}} \cdot \sin \varphi$$

$$X_{\text{НГ}} = 8,43 \cdot 0,53 = 4,47 \text{ Ом.}$$

Повний опір навантаження:

$$Z_{\text{НГ}} = 7,17 + j 4,47.$$

Розрахунок опорів для максимального струмового захисту (МСЗ):

$$X_{\text{С, К-1}} = X_{\text{С}} = 0,55 \text{ Ом,}$$

$$X_{\text{С, К-2}} = X_{\text{С}} + X_{\text{Р}},$$

$$X_{\text{С, К-2}} = 0,55 + 0,5 = 1,05 \text{ Ом;}$$

$$R_{\text{С, К-2}} = R_{\text{Р}} = 0,05 \text{ Ом,}$$

$$R_{\text{С, К-3}} = R_{\text{Р}} + R_{\text{КЛ}},$$

$$R_{\text{С, К-3}} = 0,05 + 0,45 = 0,5 \text{ Ом;}$$

$$X_{\text{С, К-3}} = X_{\text{С, К-2}} + X_{\text{КЛ}},$$

$$X_{\text{С, К-3}} = 1,05 + 0,36 = 1,41 \text{ Ом;}$$

$$R_{\text{С, К-4}} = R_{\text{С, К-3}} + R_{\text{ВЛ}},$$

$$R_{\text{С, К-4}} = 0,5 + 0,57 = 1,07 \text{ Ом;}$$

$$R_{\text{С, К-4}} = R_{\text{С, К-3}} + R_{\text{ВЛ}},$$

$$R_{\text{С, К-4}} = 0,5 + 0,57 = 1,07 \text{ Ом;}$$

$$R_{\text{С, К-5}} = R_{\text{С, К-3}} = 0,5 \text{ Ом;}$$

$$X_{\text{С, К-5}} = X_{\text{С, К-3}} + X_{\text{Т}},$$

$$X_{\text{С, К-5}} = 1,41 + 6,35 = 7,76 \text{ Ом;}$$

$$Z_{CK} = \sqrt{R_{CK}^2 + X_{CK}^2},$$

$$Z_{CK-2} = \sqrt{0.05^2 + 1.05^2} = 1.1 \text{ Ом};$$

$$Z_{CK-3} = \sqrt{0.5^2 + 1.41^2} = 1.5 \text{ Ом};$$

$$Z_{CK-4} = \sqrt{1.07^2 + 2.41^2} = 2.64 \text{ Ом};$$

$$Z_{CK-5} = \sqrt{0.5^2 + 7.76^2} = 7.77 \text{ Ом}.$$

Опір для дистанційного захисту:

$$Z_{\text{р}} = 0,05 + j 0,5 \text{ Ом}; Z_{\text{кЛ}} = 0,45 + j 0,36 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{вЛ}} = 0,57 + j 10 \text{ Ом}; Z_{\text{Т}} = 6,35 \text{ Ом};$$

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

Струми короткого замикання розраховуються за формулами:

$$I_{\text{К}} = \frac{U_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{СК}}};$$

$$I_{\text{К-1}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,55} = 11 \text{ кА};$$

$$I_{\text{К-2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,1} = 5,52 \text{ кА};$$

$$I_{\text{К-3}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,5} = 4,05 \text{ кА};$$

$$I_{\text{К-4}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 2,64} = 2,3 \text{ кА};$$

$$I_{\text{К-5}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 7,77} = 0,78 \text{ кА}.$$

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

$$I'_1 = K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{К-3}},$$

$$I'_1 = 1,1 \cdot 4,05 = 4,45 \text{ кА}.$$

Чутливість відсічки:

$$K'_4 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{К-1}}}{I'_1},$$

$$K'_4 = \frac{\sqrt{3} \cdot 11}{2 \cdot 4,45} = 2,14 > 2.$$

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

$$I'_1 = K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{Н}} \cdot I'_5,$$

$$I'_1 = 1,1 \cdot 1,1 \cdot 1,15 = 1,4 \text{ кА}.$$

Чутливість другого ступеня:

$$K''_4 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{К-3}}}{I''_1}$$

$$K''_4 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{4,05}{1,4} = 2,5 > 2.$$

Третій ступінь відбудовується за часом від МТЗ трансформатора. Струм уставки за умовою повернення після вимкнення наскрізного струму короткого замикання ($I_{\text{К-3}}$):

$$I'''_1 = \frac{K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{СЗП}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\Sigma},$$

$$I_1''' = \frac{1.1 \cdot 1.5}{0.95} \cdot 0.717 = 1.24 \text{ кА.}$$

Струм уставки за умовою відбудови від АПВ повітряної лінії:

$$I_1''' = K_H \cdot K_{C3П} \cdot I_{\Sigma},$$

$$I_1''' = 1.1 \cdot 1.5 \cdot 0.717 = 1.18 \text{ кА.}$$

Приймаємо $I_1''' = 1,24 \text{ кА.}$

Чутливість третього ступеня:

$$K'''_4 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{2.3}{1.24} = 1.6 > 1.5.$$

Основний недолік максимального струмового захисту – це залежність її чутливості (захисної здатності) від режиму роботи живильної електричної мережі. Нижче наведені розрахункові дослідження впливу режимів роботи живильної мережі на величину мертвої зони струмової відсічки кабельно-повітряної мережі у відповідності з рис. 3.12, де позначено: Z_C – повний опір живильної електричної мережі; у досліджених приймаються максимальний режим роботи системи ($X_{C.\max} = 0.55 \text{ Ом}$) і мінімальний режим ($X_{C.\min} = 1.1 \text{ Ом}$); $Z_P, Z_{КЛ}$ – відповідно повний опір реактора, кабельної лінії; $Z_{МЗ}$ – відшукуваний повний опір «мертвої зони» струмової відсічки; $I_{К=f(Z)}$ – залежність струму КЗ в об'єкті від повного опору (віддаленості пошкодження); $I_{К-1}; I_{К-2}; I_{К-3}$ – розрахункові струми КЗ; $I_{C3}=I_1$ – розрахункове значення струму спрацьовування захисту.

Сумарний опір в максимальному і мініальному режимах:

$$Z_{СУМ.\max} = Z_{C.\max} + Z_P + Z_{КЛ}, \quad Z_{СУМ.\min} = Z_{C.\min} + Z_P + Z_{КЛ}.$$

Розрахункова «мертва зона» захисту визначається точкою перетину М (див. рис. 3.12) струму спрацьовування захисту I_{C3} й характеристики струму КЗ в максимальному режимі $I_{К=f(Z)}$ за формулою:

$$I_{C3} = I_{К-М}.$$

Струм КЗ в точці М дорівнює:

$$I_{К-М} = U_{\Phi} / Z_M.$$

де Z_M – опір до точки М.

Нижчевикладений вираз назвемо опором спрацьовування струмового відсічення:

$$Z_{C3} = U_{\Phi} / I_{C3.\max}.$$

В опір спрацьовування струмового відсічення входить опір системи, звідси захисна здатність відсічення дорівнює:

$$Z_{ТО} = Z_{C3} - Z_C.$$

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

$$Z_{ТО} \% = Z_{ТО} \cdot 100 / Z_{O3},$$

де Z_{O3} – опір об'єкту, що захищається, якій дорівнює загальній кількості ($Z_P + Z_{КЛ}$).

Якщо розглядається однорідна розподільна мережа, то довжина об'єкту, що захищається струмовим відсіченням, дорівнює:

$L_{TO} = Z_{TO} / Z_{II}$,
де Z_{II} – погонний опір об'єкта захисту, Ом/км.

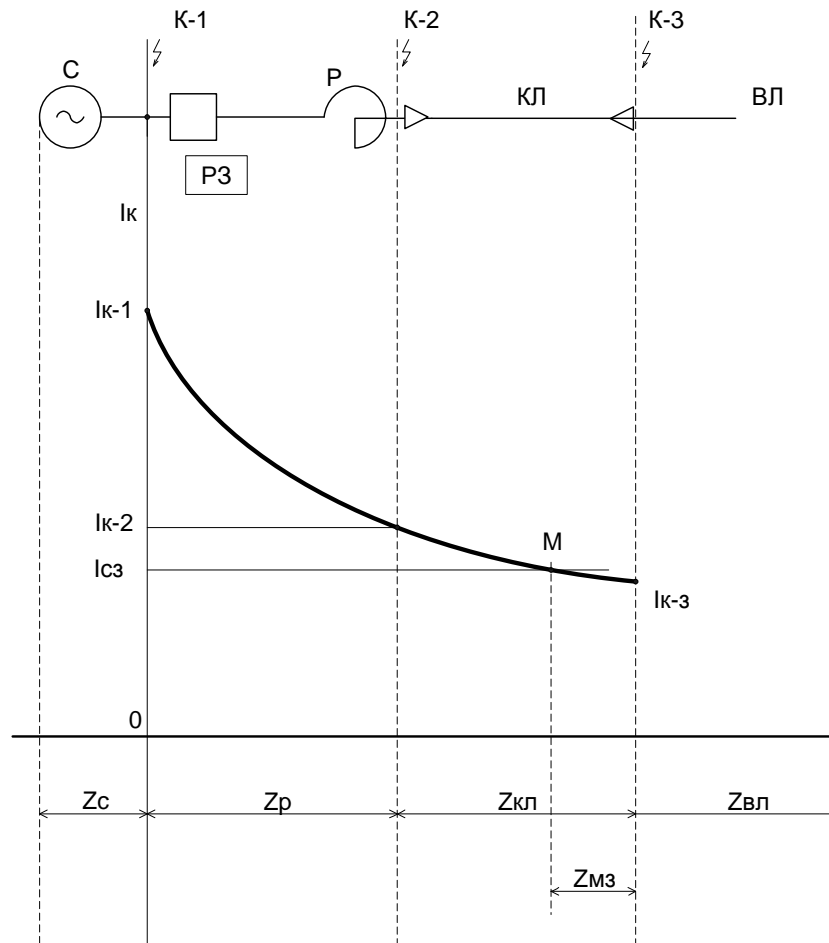


Рисунок 3.12 – Розрахункова схема

Розрахункове значення опору мертвої зони струмового відсічення:

$$Z_{MЗ} = Z_{СУМ} - Z_{CЗ},$$

$$Z_{MЗ} \% = Z_{MЗ} \cdot 100 / Z_{OЗ}.$$

Приклад 3.4 Розрахунок ефективності струмового відсічення в різних режимах живильної системи.

Вихідні дані. Напруга розподільної мережі $U = 10$ кВ. Індуктивний опір живильної системи в різних режимах: $X_{C,max} = j 0,55$ Ом; $X_{C,min} = j 1,1$ Ом. Опір реактора: $R_P = 0,05$ Ом; $X_P = j 0,5$ Ом. Відповідно опір кабельної лінії

$R_{КЛ} = 0,45$ Ом; $X_{КЛ} = j 0,36$ Ом. Струм спрацьовування відсічення $I_{CЗ,max} = 4,45$ кА.

Рішення. Розрахунок опору спрацьовування струмового відсічення.

$$Z_{CЗ} = U_{\Phi} / I_{CЗ,max},$$

$$Z_{CЗ} = 5,78 / 4,45 = 1,3 \text{ Ом}.$$

За вихідними активним і індуктивним опором визначаємо опори елементів. Системи:

$$Z_{C \max} = 0,55 \text{ Ом}; Z_{C \min} = 1,1 \text{ Ом}.$$

Опір реактора

$$Z_p = 0,5 \text{ Ом}.$$

Опір кабельної лінії

$$Z_{\text{КЛ}} = 0,58 \text{ Ом}.$$

Опір об'єкта захисту

$$Z_{O3} = Z_p + Z_{\text{КЛ}}, \\ Z_{O3} = 0,5 + 0,58 = 1,08 \text{ Ом}.$$

Сумарні для всієї системи:

$$Z_{\text{СУМ.max}} = Z_{C \max} + Z_p + Z_{\text{КЛ}}, \\ Z_{\text{СУМ.max}} = 0,55 + 0,5 + 0,58 = 1,63 \text{ Ом}; \\ Z_{\text{СУМ.min}} = Z_{C \min} + Z_p + Z_{\text{КЛ}}; \\ Z_{\text{СУМ.min}} = 1,1 + 0,5 + 0,58 = 2,18 \text{ Ом}.$$

Захисна здатність струмового відсічення в максимальному і мінімальному режимах джерела живлення:

$$Z_{\text{ТО.max}} \% = (Z_{C3} - Z_{C \max}) \cdot 100 / Z_{O3}, \\ Z_{\text{ТО.max}} \% = (1,3 - 0,55) \cdot 100 / 1,08 = 69,4\%, \\ Z_{\text{ТО.min}} \% = (Z_{C3} - Z_{C \min}) \cdot 100 / Z_{O3} \\ Z_{\text{ТО.min}} \% = (1,3 - 1,1) \cdot 100 / 1,08 = 18,5\%.$$

Мертва зона струмового відсічення в максимальному режимі джерела живлення:

$$Z_{\text{МЗ.max}} \% = (Z_{\text{СУМ.max}} - Z_{C3}) \cdot 100 / Z_{O3}, \\ Z_{\text{МЗ.max}} \% = (1,63 - 1,3) \cdot 100 / 1,08 = 30,6\%.$$

Мертва зона струмового відсічення в мінімальному режимі джерела живлення:

$$Z_{\text{МЗ.min}} \% = (Z_{\text{СУМ.min}} - Z_{C3}) \cdot 100 / Z_{O3}, \\ Z_{\text{МЗ.min}} \% = (2,18 - 1,3) \cdot 100 / 1,08 = 81,5\%.$$

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

Для порівняння представимо, що є однорідна розподільна мережа з параметрами попереднього прикладу: опору системи $Z_{C \max} = 0,55 \text{ Ом}$ і $Z_{C \min} = 1,1 \text{ Ом}$; об'єкта захисту $Z_{O3} = 1,08 \text{ Ом}$; сумарні опори всієї системи: $Z_{\text{СУМ.max}} = 1,63 \text{ Ом}$ и $Z_{\text{СУМ.min}} = 2,18 \text{ Ом}$; опір об'єкта захисту $Z_{\Pi} = 0,12 \text{ Ом/км}$, опір спрацьовування струмового відсічення $Z_{C3} = 1,3 \text{ Ом}$.

Тоді довжина об'єкта захисту дорівнює:

$$L_{O3} = Z_{O3} / Z_{\Pi}, \\ L_{O3} = 1,08 / 0,12 = 9 \text{ км}.$$

Довжина, що захищається струмовим відсіченням для ділянки об'єкта в максимальному режимі системи, дорівнює:

$$L_{\text{ТО.max}} = Z_{\text{ТО.max}} / Z_{\Pi} = (Z_{C3} - Z_{C \max}) / Z_{\Pi}, \\ L_{\text{ТО.max}} = (1,3 - 0,55) / 0,12 = 6,25 \text{ км}.$$

Та в мінімальному режимі системи дорівнює:

$$L_{\text{ТО.min}} = Z_{\text{ТО.min}} / Z_{\Pi} = (Z_{C3} - Z_{C \min}) / Z_{\Pi},$$

$$L_{\text{ГО.min}} = (1,3 - 1,1) / 0,12 = 1,6 \text{ км.}$$

Висновки:

1 Дана методика розрахунку ефективності струмового відсічення призначена для об'єктів електричних мереж з різними питомими опорами.

2 Для інтегральної оцінки ефективності струмового відсічення введено термін – опір спрацьовування струмового відсічення $Z_{\text{СЗ}}$.

3 Розрахунки з використанням $Z_{\text{СЗ}}$ дозволяють наочно визначати зони дії захисту об'єктів з різними питомими опорами і режимами роботи розподільчої мережі.

4 Розрахункові дослідження залежності захисної здатності струмової відсічки від режиму роботи живильної електричної системи підтвердили суттєвий її недолік при зміні опору системи.

5 Такого недоліку не має дистанційний захист, розрахунки якого представлені далі.

Приклад 3.5 Розрахунок дистанційного захисту.

Вихідні дані у прикладі 3.3.

Рішення. Перший ступінь дистанційного захисту захищає реактор і кабельну лінію із забороною АПВ, витримка часу захисту $t'_1 = 0$.

Уставка захисту відбудовується від КЗ в кінці кабельної лінії за умовою узгодження з дистанційною відсічкою захисту трансформаторів ПС-В.

$$\begin{aligned} Z'_1 &= 0,9 \cdot (Z_p + Z_{\text{кл}}), \\ Z'_1 &= 0,9(0,05 + j0,5 + 0,45 + j0,36) = 0,9(0,5 + j0,86) = \\ &= 0,45 + j0,774 \text{ Ом}, \\ Z'_{1\text{М}} &= \sqrt{0,45^2 + 0,774^2} = 0,89 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Другий ступінь дистанційного захисту захищає додатково повітряну лінію з витримкою часу ($t'_1 = \Delta t = 0,5$ с) узгодженою з витримкою часу першого ступеня захисту трансформаторів ПС-В. При коротких замиканнях на повітряній лінії дистанційний захист даного ступеня дозволяє АПВ для вимикача $Q1$. Уставка захисту повинна відстроюватися від К-4 в кінці повітряної лінії.

$$\begin{aligned} Z''_1 &= 0,9(Z_p + Z_{\text{кл}} + Z_{\text{ВЛ}}), \\ Z''_1 &= 0,9(1,07 + j1,86) = 0,96 + j1,64 \text{ Ом}, \\ Z''_{1\text{М}} &= \sqrt{0,96^2 + 1,64^2} = 1,93 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Третій ступінь дистанційного захисту резервує диференційні й МСЗ захисти ВН трансформаторів ПС-В із витримкою часу $t'''_1 = 2,5$ с. Уставка за опором:

$$\begin{aligned} Z'''_1 &= 1,1(Z_p + Z_{\text{кл}} + Z_T), \\ Z'''_1 &= 1,1(0,5 + j0,86 + j6,35) = 1,1(0,5 + j7,21) = 0,55 + j7,93 \text{ Ом}, \\ Z'''_{1\text{М}} &= \sqrt{0,55^2 + 7,93^2} = 7,95 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned} Z^{IV}_1 &= 0,85(Z_p + Z_{\text{кл}} + Z_{\text{ВЛ}} + Z_{\text{НГ}}), \\ Z^{IV}_1 &= 0,85(1,07 + j1,86 + 7,17 + j4,47) = 0,85(8,24 + j6,33) = \end{aligned}$$

$$= 7,0 + j5,38 \text{ Ом},$$

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

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

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

На рис. 3.13 представлені ХО чотирьох ступенів дистанційного захисту.

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

Обмеження згори (дуга $Z_1^I - Z_2^I$) забезпечує необхідне охоплення дугових пошкоджень. Широта ХС приводить до зменшення уповільнення в перехідних режимах. Захід точки Z_1^I за вісь R забезпечує надійне спрацювання першого ступеня при близьких пошкодженнях через активний опір дуги R_d . Якщо спрацює перший ступінь дистанційного захисту, то пошкодження тільки в реакторі й кабельній лінії, виконується блокування (заборона) АПВ вимикача $Q1$.

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

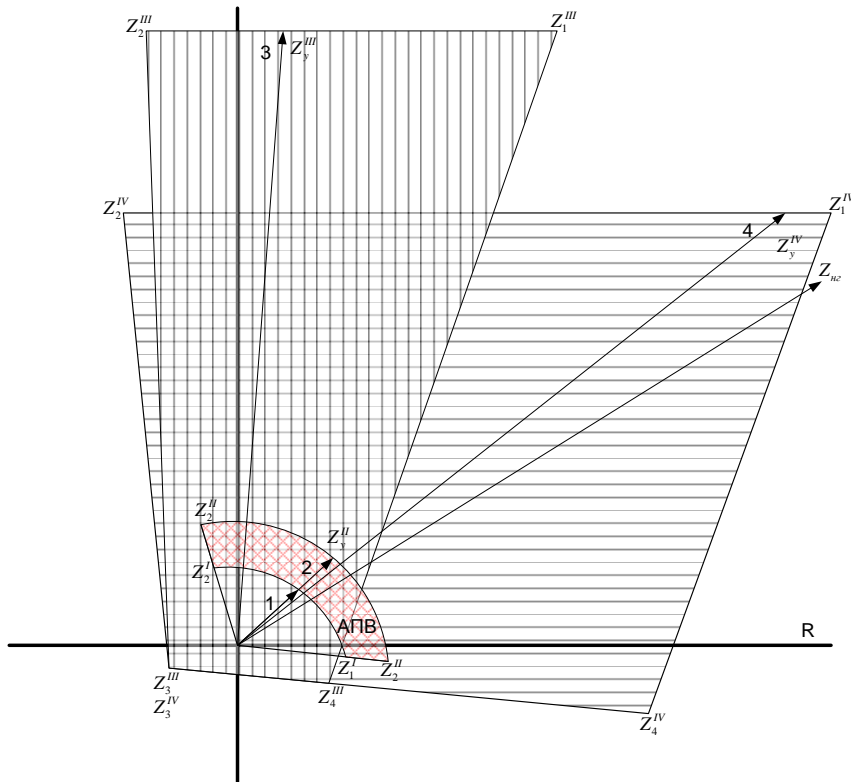


Рисунок 3.13 – Характеристики спрацьовування реле опору

3 ступень ($Z_1^{III}, Z_2^{III}, Z_3^{III}, Z_4^{III}$): $Z_y^{III} = 7,95 \text{ Ом}$, $t_y^{III} = 2,5 \text{ с}$ – перекриває всю кабельно-повітряну лінію, що захищається, й ділянки сусідньої підстанції ПС-В. Обмеження згори визначається уставкою Z_y^{III} й вершинами $Z_1^{III} - Z_2^{III}$ (на відстані від Z_y^{III}) з метою охоплення дугових пошкоджень і швидкості спрацьовування ХС із врахуванням різних факторів. Невеликий нахил верхньої сторони ($Z_1^{III} - Z_2^{III}$) забезпечує відстроювання від зовнішніх дугових пошкоджень. Обмеження справа ($Z_1^{III} - Z_4^{III}$) з метою охоплення дугових пошкоджень. Опір дуги R_d є нелінійно. І з наближенням місця КЗ до джерела живлення значення R_d падає. Тому правий бік ($Z_1^{III} - Z_4^{III}$) має нахил.

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

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

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

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

В табл. 3.3 представлена карта уставок струмових і дистанційних захистів кабельно-повітряної лінії. АКА – триступінчастий максимальний струмовий захист, АКЗ – чотириступінчастий дистанційний захист із АПВ після вимкнення вимикача другим ступенем.

Таблиця 3.3 – Карта уставок струмових і дистанційних захистів кабельно-повітряної лінії

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

3.5 Захист фідера «лінія – трансформатор»

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

Приклад 3.6. Розрахунок захисту фідера «лінія – трансформатор».

Вихідні дані: Опір лінії 10 кВ дорівнює $Z_{л} = 1,8 + j 2,5$. Струми трифазного КЗ на шинах системи в максимальному й мініальному режимах роботи дорівнюють відповідно 3000 і 2000 А. Параметри трансформатора: $S_T = 160$ кВА; 10/0,4 кВ; $U_K = 6,5$ %; $\Delta P_K = 2,7$ кВт. Коефіцієнт самозапуску електродвигунів на стороні 0,4 кВ дорівнює 2,1.

Рішення. За заданими струмами КЗ на шинах системи визначаються опори системи в максимальному й мініальному режимах:

$$X_{Cmax} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{Kmax}}$$

$$X_{Cmax} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 3000} = 2 \text{ Ом};$$

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

Повний опір трансформатора:

$$Z_T = \frac{U_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_T}$$

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

Активна складова повного опору:

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U^2}{S_T^2}$$

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

Індуктивний опір (реактивна складова повного опору):

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2},$$

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

Струми трифазного КЗ наприкінці лінії:

$$I_{\max \text{Л}}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}};$$

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

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

Струми КЗ за трансформатором:

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

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

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U};$$

$$I_{\max \Gamma} = 1,4 \cdot I_{\text{НТ}} = 1,4 \cdot 9,3 = 13 \text{ А.}$$

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

Струм спрацьовування МСЗ блоку «лінія – трансформатор» вибирається за умови неспрацьовування на відключення після аварійних перевантажень з відключення суміжними захистами найближчого зовнішнього трифазного КЗ на стороні напруги 0,4 кВ:

$$I_{\text{СЗ}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{СЗП}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\max \Gamma},$$

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

Приймається струм спрацьовування захисту 50 А і струм спрацьовування РТВ:

$$I_{\text{СР}} = \frac{I_{\text{СЗ}}}{K_{\text{T}}},$$

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

Струм спрацьовування струмового відсічення блоку вибирається за умови відбудування (селективності) від КЗ за трансформатором у зоні попереднього захисту:

$$I_{\text{СЗ}} = K_{\text{Н}} \cdot I_{\max \Gamma}^{(3)};$$

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

Приймається струм спрацьовування відсічення 200 А і струм спрацьовування РТМ:

$$I_{\text{СР}} = 200/10 = 20 \text{ А.}$$

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

Коефіцієнт чутливості МСЗ:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min}\Gamma}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}}$$
$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 125}{2 \cdot 50} = 2,16 > 1,5.$$

Коефіцієнт чутливості відсічення:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min}\Delta}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}}$$
$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 998}{2 \cdot 200} = 4,3 > 2.$$

Чутливість захистів задовольняє вимоги ПУЕ.

3.6 Мікропроцесорний захист ліній

Розглядається приладний модуль релейного захисту й автоматики ПМ РЗА «ДІАМАНТ». ПМ РЗА електричних захистів високовольтних ліній типу L020, L040 – це уніфіковані пристрої, що забезпечують виконання функцій захисту й автоматики. Пристрої забезпечують наступні функціональні можливості:

- виконання функцій захисту, автоматики й управління;
- управління вимикачем;
- завдання внутрішньої конфігурації (введення/виведення захистів і автоматики, вибір характеристик захистів, кількість ступенів захисту і то що) програмним способом;
- місцеве й дистанційне введення, зберігання й відображення чотирьох груп уставок захистів та автоматики;
- введення, зберігання й відображення експлуатаційних параметрів;
- відображення поточних електричних параметрів об'єкта, що захищається;
- реєстрація, зберігання аварійних аналогових електричних параметрів об'єкта, що захищається, п'яти останніх аварій і до 80 подій з автоматичним оновленням інформації, а також реєстрацію поточних електричних параметрів;
- фіксацію струмів і напруги короткого замикання;
- технічний облік кількості електроенергії, яка споживається й генерується, по приєднанню;
- неперервний оперативний контроль роботоздатності (самодіагностика) протягом усього часу роботи;
- блокування всіх дискретних виходів при несправності виробу для вимикання хибних спрацювань;
- приймання дискретних сигналів управління й блокувань, видача команд управління, аварійної й попереджувальної сигналізації;

- світлодіодна індикація несправності за результатами оперативного контролю роботоздатності ПМ РЗА;
- світлодіодна індикація наявності напруги на виході ПМ РЗА;
- світлодіодна індикація за результатами виконання функцій захисту, автоматики й управління ПМ РЗА;
- двосторонній обмін інформацією з АСУ за стандартними послідовними каналами зв'язку (*RS-485* чи *RS-232*);
- високий опір і міцність ізоляції входів і виходів відносно корпусу й між собою для підвищення стійкості до перенапруг, що виникають у вторинних ланцюгах розподільчого пристрою;
- гальванічна розв'язка всіх входів і виходів, включаючи живлення, для забезпечення перешкодозахищеності.

ПМ РЗА забезпечує виконання наступних функцій:

1) захисту:

- 5-ти ступінчастого направленої струмового захисту нульової послідовності;
- 5-ти ступінчастого дистанційного захисту (ДЗ) від усіх видів КЗ;
- 3-х ступінчастого максимального струмового захисту;
- міжфазної струмової відсічки;
- захисту від неповнофазного режиму;

2) автоматики:

- ПРВВ;
- АПВ;

3) визначення виду й типу короткого замикання;

4) визначення місця пошкодження;

5) контролю ланцюгів напруги;

6) управління вимикачем;

7) діагностики ланцюгів управління вимикача;

8) прийому й видачі команд по каналах АНКА-АВПА.

ПМ РЗА здійснює контроль електричних параметрів вхідних аналогових сигналів, обчислення струмів нульової й зворотної послідовності, лінійних напруг, напруг нульової й зворотної послідовності, частоти, а також активної й реактивної потужностей та енергій.

При контролі здійснюється компенсація аперіодичної складової, а також фільтрація вищих гармонік вхідних сигналів.

Для порівняння з уставками захистів використовуються тільки діючі значення першої гармоніки вхідних сигналів, приведені до вторинних величин, і ці ж значення використовуються для індикації на вбудованому кристалічному індикаторі ПМ РЗА.

У ПМ РЗА «Діамант» реалізовані п'ятиступінчастий дистанційний захист від багатофазних коротких замикань і п'ятиступінчастий дистанційний захист від однофазних коротких замикань.

Форма характеристики кожного ступеня ДЗ може бути задана у вигляді випуклого чотирикутника (або трикутника) з довільним розташуванням на комплексній площині в осях активного й реактивного опору.

Це досягається за допомогою відповідного вибору восьми уставок, які визначають координати вершин кожної зони спрацьовування на комплексній площині. У реалізованій ДЗ передбачені:

- індивідуальна настройка часу спрацьовування кожного ступеня. Для цього необхідно задати уставку, яка відповідає потрібному значенню вказаного часу;

- можливість вибору оперативного, автоматичного й телеприскорення кожного ступеня ДЗ з відповідним регулюванням часу спрацьовування кожного ступеня;

- блокування ДЗ при хитаннях в енергосистемі, яке виконане на основі оцінки швидкості зміни годографа вектора комплексного опору. Ця швидкість істотно відрізняється в режимах КЗ і в режимах, які супроводжуються хитанням електричних параметрів в обладнанні, що захищається. Для вкл./відкл. блокування від хитань кожного ступеня ДЗ необхідно задати відповідно уставки ширини зони хитань (ЗК) і часу руху в ЗК;

- автоматичне блокування ДЗ при наявності несправностей у вимірювальних ланцюгах напруги.

Струмовий захист нульової послідовності (СЗНП) призначений для захисту повітряної лінії від коротких замикань на землю і має п'ять ступенів.

Передбачена можливість роботи кожного ступеня на вимкнення чи на сигнал із витримкою часу, що задається уставкою.

Передбачене введення/виведення спрямованості кожного ступеня (уставка), введення/виведення оперативного й автоматичного прискорення для кожного ступеня й телеприскорення для направлених ступенів захисту.

Для реалізації спрямованих ступенів захисту визначається напрямок потужності нульової послідовності за величиною фазового кута між струмом $3I_0$ і напругою $3U_0$.

При обриві ланцюга $3U_0$ для спрямованих ступенів передбачена функція блокування роботи або виведення спрямованості (за вибором).

Критерієм обриву вимірювальних ланцюгів напруги служить (за вибором) рівень $3U_0$ або мінімальне значення 3-ї гармоніки напруги $3U_0$.

Кут максимальної чутливості реле напрямку потужності нульової послідовності задається уставкою й визначається класом напруги лінії.

Автоматичне повторне вмикання лінії запускається за фактом вимкнення високовольтного вимикача чи вимкнення його від захистів.

Передбачена можливість вибору захистів, за спрацьовуванням яких запускається АПВ. Функція АПВ реалізована з одним циклом роботи й наступними типами контролю (за вибором):

- із контролем відсутності напруги на лінії (КВН на лінії);
- із контролем відсутності напруги на шинах (КВН на шинах);
- із контролем синхронізму (КС);

- із контролем наявності напруги на лінії (КНН на лінії);
- із контролем наявності напруги на шинах (КНН на шинах);
- без контролю («Сліпе» АПВ).

Передбачена можливість одночасного використання наступних типів контролю:

- КВН на лінії та КС;
- КВН на лінії та КНН;
- КВН на шинах і КС;
- КВН на шинах і КНН;
- КВН на лінії, КВН на шинах і КС;
- КВН на лінії, КВН на шинах і КНН.

Контроль напруг на лінії і шинах здійснюється за лінійною напругою і за напругою зворотної послідовності.

Наявність напруги фіксується за наявністю лінійної напруги й відсутністю напруг зворотної послідовності. Відсутність напруги фіксується за відсутністю лінійної напруги й напруги зворотної послідовності. Відсутність напруги зворотної послідовності на шинах фіксується за відсутністю вхідного дискретного сигналу «Блокування по U_2 на шинах».

Диференційно-фазний захист високочастотний (ДФЗ ВЧ) типу L041 є основним захистом від усіх видів пошкоджень ліній.

Принцип дії захисту оснований на порівнянні фаз струмів кінців лінії, що отримуються від комбінованого фільтру струмів прямої й зворотної послідовностей типу $I_1 + kI_2$.

Інформація про фазовий кут струму передається з одного кінця лінії, що захищається, на інший за високочастотним каналом типовими високочастотними прийомо-передатчиками типу ПВЗ або ін.

Мікропроцесорний захист адаптується під півкомплект ДФЗ на електромеханічній або напівпровідниковій базі (широко відомі панелі типу ДФЗ-201, ДФЗ-504), що мають при цьому більш високі точнісні характеристики й швидкодію в порівнянні з указаними панелями ДФЗ.

Функціонально захист складається з наступних програмних модулів: розрахунку параметрів ДФЗ ВЧ, пуску передатчика ПВЗ, підготовки вимкнення, повернення захисту, маніпуляції й заміру кутів зрушення фаз, калібровки.

Програмний модуль розрахунку параметрів за величинами фазних струмів I_a, I_b, I_c і напруг U_a, U_b, U_c здійснює розрахунок:

- амплітуди, що передбачається, й частоти фазних струмів;
- міжфазного опору Z_{CA} ;
- напруги U_{CA} .

Програмний модуль пуску передатчика ПВЗ використовує для роботи дані, які отримуються з модуля розрахунку параметрів ДФЗ ВЧ, а також зовнішній дискретний сигнал «Несправність ПВЗ».

Характеристика дистанційних органів (реле опору органу підготовки вимкнення й блокування) – коло в комплексній площині опорів.

Контрольні запитання

- 1 На прикладі електричної схеми електроенергетичної системи поясніть вибір принципів захистів ліній 6 – 10 кВ.
- 2 На прикладі електричної схеми електроенергетичної системи поясніть вибір принципів захистів ліній 20 – 35 кВ.
- 3 На прикладі електричної схеми електроенергетичної системи поясніть вибір принципів захистів ліній 110 – 220 кВ.
- 4 Охарактеризуйте функції захисту типу ШДЕ-2802.
- 5 Яка роль перших ступенів дистанційних захистів високовольтних ліній?
- 6 Як обираються витримки часу багатоступінчастих дистанційних захистів?
- 7 Як обирається опір спрацьовування другого ступеня дистанційних захистів?
- 8 Напишіть формулу переведення первинного опору спрацьовування дистанційного захисту у вторинну величину спрацьовування реле.
- 9 Назвіть розрахункові умови вибору уставок третього ступеня дистанційного захисту високовольтної лінії.
- 10 Поясніть функції струмового захисту нульової послідовності високовольтних ліній.
- 11 На прикладі електричної схеми електроенергетичної системи покажіть струморозподіл при коротких замиканнях на землю для вибору уставок струмового спрямованого захисту нульової послідовності.
- 12 У чому особливість застосування релейного захисту й автоматики для кабельно-повітряних ліній?
- 13 Які вимоги пред'являються до вибору характеристик дистанційного захисту кабельно-повітряних ліній?
- 14 Охарактеризуйте функції приладних модулів фірми «ХАРТРОН-ІНКОР» для захисту високовольтних ліній.

4 ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРІВ

4.1 Загальні вимоги до захистів трансформаторів

Для трансформаторів повинен бути передбачений релейний захист від наступних видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи:

- багатофазних замикань в обмотках і на виводах;
- однофазних замикань на землю в обмотці і на виводах, приєднаних до мережі із глухозаземленою нейтраллю;
- виткових замикань в обмотках;
- струмів в обмотках, обумовлених зовнішніми КЗ.;
- струмів в обмотках, обумовлених перевантаженням;
- зниження рівня масла;
- часткового пробою ізоляції вводів 330 кВ і вище;
- контроль ізоляції вводів зі сторони нижчої напруги.

Функції захистів трансформаторів представлені нижче. Газові захисти трансформатора і його пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН): використовуються як чутливі захисти від внутрішніх пошкоджень. Виконуються у вигляді газового реле з можливістю переводу дії відключаючого контакту на сигнал і сигнального елемента на відключення. У пристрої РПН передбачається окреме газове реле, виконане без можливості переводу дії відключаючого контакту на сигнал.

Поздовжній диференційний струмовий захист. Передбачений для захисту від усіх видів замикань на виводах і в обмотках, а також для часткового захисту від виткових замикань усіх обмоток. Підключається до ТС із усіх сторін трансформатора, що захищається.

Максимальний струмовий захист (МСЗ) із комбінованим пуском за напругою чи без неї. Резервує основні захисти й захисти приєднань, що відходять від секцій середньої напруги (СН) й нижчої напруги (НН). Встановлюється на стороні вищої напруги (ВН) трансформатора, що захищається, і на стороні НН в ланцюзі кожного відгалуження до вимикача нижчої напруги трансформатора. Комбінований пусковий орган (включає реле зворотної послідовності й реле мінімальної напруги), які підключаються до трансформаторів напруги (ТН) зі сторони СН и НН. Даний орган можна не використовувати, якщо на стороні СН і НН відсутні великі (як правило, синхронні) двигуни, тобто навантаження – звичайне побутове.

Захист від перевантаження (ЗП): захищає трансформатор від симетричного перевантаження. Може встановлюватися зі сторони ВН, для трансформаторів із розщепленою обмоткою НН – на сторонах НН1, НН2. Захист подає сигнал при протіканні струму, що перевищує номінальний, через обмотки трансформатора. Для відбудови від короткочасних кидків струму навантаження захист виконується з витримкою часу 7,0 – 9,0 с.

Контроль ізоляції ланцюгів НН. Забезпечує контроль ізоляції ланцюгів нижчої напруги. Встановлюється на стороні НН напругою 35 кВ і нижче. Виконується у вигляді сигналізації від замикань на землю в ланцюзі НН.

Принцип виконання захисту визначається режимом заземлення нейтралі й інших факторів.

Пристрій резервування відмови вимикачів ВН (ПРВВ). Забезпечує відключення трансформатора вимикачами суміжних елементів у випадку відмови спрацьовування вимикача.

Струмовий захист нульової послідовності (СЗНП). Резервує відключення замикань на землю на шинах і лініях зі сторони ВН, а також резервує основні захисти трансформатора. Використовується за наявності живлення з інших сторін трансформатора. Підключається чи до трансформатора струму (ТС) зі сторони ВН, чи до ТС в нейтралі трансформатора.

Функція пожежогасіння. Використовується в трансформаторах із вищою напругою 110 кВ.

Диференційний струмовий захист ошиновки сторони ВН і СН. Використовується при різноманітних первинних схемах (за наявності на стороні вищої напруги «чотирикутника», «полупорки», «два вимикачі на приєднання» і тощо). Дозволяє у випадку необхідності виконувати АПВ ошиновки, полегшує можливість перевірки захисту автотрансформатора (АТ) при його відключенні, коли для підвищення надійності зовнішньої мережі обидва вимикачі АТ повинні бути включені.

Захисти від неповно фазного режиму. Призначені для захисту від неповно фазного режиму, який виникає при відключенні не всіма фазами вимикача АТ.

4.2 Розрахунки струмів і напруги

Розглядаються несиметричні КЗ в К8 (див. рис. 1.6): однофазне коротке замикання (індекс – 1), двофазне коротке замикання – 2, двофазне коротке замикання на землю – 1,1. Для розрахунків повинні бути відомі:

– результуючий опір схем заміщення прямої, зворотної й нульової послідовностей у відносних одиницях, приведених до базисних умов:

$$X_{1\text{рез}}, X_{2\text{рез}}, X_{0\text{рез}};$$

– струми прямої послідовності у відносних одиницях: $I_1^{(1)}, I_2^{(1)}, I_0^{(1)}$;

– базисна фазна напруга – $U_{\text{бф}}$.

Повний струм короткого замикання визначається за формулами:

$$\begin{aligned} i_K^{(1)} &= 3i_1^{(1)}i_6, \\ i_K^{(2)} &= \sqrt{3}i_1^{(2)}i_6, \\ i_K^{(1,1)} &= \sqrt{3}\sqrt{1 - \frac{X_{0\text{рез}}X_{2\text{рез}}}{(X_{0\text{рез}}+X_{2\text{рез}})^2}}i_1^{(1,1)}i_6. \end{aligned}$$

Струми прямої, зворотної й нульової послідовностей для різноманітних видів КЗ знаходяться в наступних співвідношеннях:

$$\begin{aligned} i_1^{(1)} &= i_2^{(1)} = i_0^{(1)}; \\ i_1^{(2)} &= -i_2^{(2)}, i_0^{(2)} = 0; \\ i_2^{(1,1)} &= \frac{X_{0\text{рез}}}{X_{0\text{рез}}+X_{2\text{рез}}}i_1^{(1,1)}; \end{aligned}$$

$$i_0^{(1,1)} = -\frac{X_{2\text{рез}}}{X_{0\text{рез}} + X_{2\text{рез}}} i_1^{(1,1)}.$$

Напруги (кВ) окремих послідовностей для розрахункової фази A в точці КЗ визначаються з виразів:

$$\begin{aligned} \dot{U}_{KA1}^{(1)} &= j(X_{0\text{рез}} + X_{2\text{рез}}) i_1^{(1)} \dot{U}_{6\phi}; \\ \dot{U}_{KA2}^{(1)} &= jX_{2\text{рез}} i_1^{(1)} \dot{U}_{6\phi}; \\ \dot{U}_{KA0}^{(1)} &= jX_{0\text{рез}} i_1^{(1)} \dot{U}_{6\phi}; \\ \dot{U}_{KA1}^{(2)} &= \dot{U}_{KA2}^{(2)} = jX_{2\text{рез}} i_1^{(2)} \dot{U}_{6\phi}; \\ \dot{U}_{KA0}^{(2)} &= 0; \\ \dot{U}_{KA1}^{(1,1)} &= \dot{U}_{KA2}^{(1,1)} = \dot{U}_{KA0}^{(1,1)} = j \frac{X_{2\text{рез}} + X_{0\text{рез}}}{X_{0\text{рез}} + X_{2\text{рез}}} i_1^{(1,1)} \dot{U}_{6\phi}. \end{aligned}$$

Повна напруга для розрахункової (особливої) фази A в точці КЗ дорівнює:

$$\dot{U}_{KA} = \dot{U}_{KA1} + \dot{U}_{KA2} + \dot{U}_{KA0}.$$

Напруги окремих послідовностей інших фаз у точці КЗ розраховуються за допомогою оператора повороту « a », що означає поворот вектору на 120° в позитивному напрямку (проти ходу годинникової стрілки):

$$a = e^{j120^\circ} = \cos 120^\circ + j \sin 120^\circ = -0.5 + j0.866;$$

$$a^2 = e^{j240^\circ} = \cos(-120^\circ) + j \sin(-120^\circ) = -0.5 - j0.866;$$

$$a^3 = e^{j360^\circ}.$$

Повні напруги фаз B і C в точці КЗ:

$$\dot{U}_{KB} = a^2 \dot{U}_{KA1} + a \dot{U}_{KA2} + \dot{U}_{KA0},$$

$$\dot{U}_{KC} = a \dot{U}_{KA1} + a^2 \dot{U}_{KA2} + \dot{U}_{KA0}.$$

Розрахунки струмів і напругу у точці КЗ необхідно перевірити за граничними умовами, приймаючи фазу A в якості особливої:

$$\dot{U}_{KA}^{(1)} = 0; i_{KB}^{(1)} = 0; i_{KC}^{(1)} = 0.$$

$$\dot{U}_{KB}^{(2)} = \dot{U}_{KC}^{(2)}; i_{KB}^{(2)} = -i_{KC}^{(2)}; i_{KA}^{(2)} = 0.$$

$$i_{KA}^{(1,1)} = 0; \dot{U}_{KB}^{(1,1)} = 0; \dot{U}_{KC}^{(1,1)} = 0.$$

Розрахунки напруги на нижчій стороні трансформатора.

Розглядаються розрахунки напруги на стороні НН трансформатора ТЗ (див. рис. 1.6) при несиметричних КЗ в К8. Так як місце КЗ віддалене від трансформатора ТЗ, то необхідно враховувати напругу на опорі X_{K8} між К8 і шинами підстанції – U_3 (вважається, що підстанція має кілька джерел живлення). В такому випадку по мірі наближення до джерела живлення напруга прямої послідовності зростає за абсолютним значенням, а напруга зворотної послідовності – зменшується.

При схемі «зірка – трикутник» напруга нульової послідовності за трансформатором (за «трикутником») відсутня.

Напруги на нижчій стороні трансформатора зменшуються у відповідності з коефіцієнтом трансформації K_U і вектор напруги зміщується на кут, що визначається групою з'єднання обмоток трансформатора: «зірка – трикутник» - 11. При цьому вектор напруги прямої послідовності зміщується на 30° в позитивному напрямку, а вектор напруги зворотної послідовності – у зворотному напрямку (в напрямку обертання за годинниковою стрілкою).

Із урахуванням сказаного, рекомендується наступна послідовність розрахунків.

Визначаються напруги окремих послідовностей фази A на стороні ВН трансформатора:

$$\dot{U}_{ВН,А1} = \dot{U}_{КА1} + \Delta\dot{U}_{А1},$$

$$\dot{U}_{ВН,А2} = \dot{U}_{КА2} - \Delta\dot{U}_{А2},$$

де $\dot{U}_{КА1}$ і $\dot{U}_{КА2}$ – напруги в точці КЗ; $\Delta\dot{U}_{А1}$ і $\Delta\dot{U}_{А2}$ – падіння напруги в опорі $X_{к8}$.

Розраховуються напруги фази A на стороні НН трансформатора:

$$\dot{U}_{НН,А1} = \dot{U}_{ВН,А1} e^{j30^\circ} / K_U,$$

$$\dot{U}_{НН,А2} = \dot{U}_{ВН,А2} e^{-j30^\circ} / K_U,$$

$$\dot{U}_{НН,А} = \dot{U}_{НН,А1} + \dot{U}_{НН,А2}.$$

Напруги фаз обчислюються за допомогою відомих виразів:

$$\dot{U}_{НН,В1} = \dot{U}_{НН,А1} e^{j240^\circ}, \quad \dot{U}_{НН,В2} = \dot{U}_{НН,А2} e^{j120^\circ},$$

$$\dot{U}_{НН,В} = \dot{U}_{НН,В1} + \dot{U}_{НН,В2}.$$

$$\dot{U}_{НН,С1} = \dot{U}_{НН,А1} e^{j120^\circ}, \quad \dot{U}_{НН,С2} = \dot{U}_{НН,А2} e^{j240^\circ},$$

$$\dot{U}_{НН,С} = \dot{U}_{НН,С1} + \dot{U}_{НН,С2}.$$

Результати розрахунків рекомендуються оформлять у вигляді таблиць і векторних діаграм.

Приклад 4.1 Розрахунок струмів і напруг у місці несиметричного короткого замикання.

Вихідні дані: енергоблок у складі генератора ($P_{Г} = 200 \text{ МВт}$; $U_1 = 15,75 \text{ кВ}$; $\cos\varphi = 0,85$; $X_d'' = 0,2$) і трансформатора Т1 ($S_{Т1} = 250 \text{ МВА}$; $U_1 = 15,75 \text{ кВ}$; $U_2 = 242 \text{ кВ}$; $U_{к} = 11\%$; $X_1 = X_2 = X_0$), якій працює на шини 230 кВ (U_2), що пов'язані через дві лінії (по 200 км) з енергосистемою S1 необмеженої потужності й через автотрансформатор АТ ($U_2 = 230 \text{ кВ}$; $U_3 = 121 \text{ кВ}$; $U_4 = 6,3 \text{ кВ}$; $S_{АТ} = 200 \text{ МВА}$; $U_{к,в-с} = 11\%$; $U_{к,в-н} = 32\%$; $U_{к,с-н} = 20\%$; $X_1 = X_2 = X_0$) з енергосистемою S2 ($U_3 = 121 \text{ кВ}$; $I_{к}^{(3)} = 10 \text{ кА}$).

Рішення. Визначаємо струми та напруги в початковий момент однофазного КЗ в одній із ліній на відстані 30 км від енергоблоку.

Базисні умови:

$$S_6 = S_{Г} = P_{Г} / \cos\varphi = 200 / 0,85 = 235 \text{ МВА};$$

$$U_{\delta 1} = 15,75 \text{ кВ}; \quad U_{\delta 2} = 230 \text{ кВ}; \quad U_{\delta 3} = 121 \text{ кВ}; \quad U_{\delta 4} = 6,3 \text{ кВ};$$

$$I_{\delta 1} = S_6 / 1,73 \cdot U_{\delta 1} = 235 / 1,73 \cdot 15,75 = 8,6 \text{ кА};$$

$$I_{\delta 2} = 0,6 \text{ кА}; I_{\delta 3} = 1,1 \text{ кА}; I_{\delta 4} = 21,6 \text{ кА}.$$

Опори електроустановок схеми заміщення відносно потужності енергоблоку:

$$X_{C1} = 0;$$

$$X_{1,C2} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_3 I_K^{(3)}},$$

$$X_{1,C2} = \frac{235}{\sqrt{3}121 \cdot 10} = 0,11,$$

$$X_{0,C2} = 1,5 \cdot X_{1,S2} = 1,50 \cdot 11 = 1,16;$$

$$X_{1,AT(B)} = \frac{1}{200} (U_{K,B-C} + U_{K,B-C} + U_{K,C-H}) \frac{S_6}{S_{AT}},$$

$$X_{1,AT(C)} = -0,006; X_{1,AT(H)} = 0,24;$$

$$X_{1,L} = X_{уд} L \frac{S_6}{U_2^2},$$

$$X_{1,L1} = 0,4 \cdot 200 \frac{235}{230^2} = 0,36,$$

$$X_{0,L1} = 3 \cdot X_{1,L1} = 3 \cdot 0,36 = 1,08,$$

$$X_{1,L2} = 0,4 \cdot 170 \frac{235}{230^2} = 0,3,$$

$$X_{0,L2} = 3 \cdot 0,3 = 0,9;$$

$$X_{1,L3} = 0,4 \cdot 30 \frac{235}{230^2} = 0,06,$$

$$X_{0,L3} = 3 \cdot 0,06 = 0,18.$$

Результати перетворень схем заміщення прямої й нульової послідовностей:

взаємні опори відносно точки КЗ К1:

$$X_{1,B3} = 0,025; X_{0,B3} = 0,075;$$

опори зі сторони S1:

$$X_{1,C1} = 0,15; X_{0,C1} = 0,45;$$

опори зі сторони T1 і S2:

$$X_{1,T1,C2} = 0,163; X_{0,T1,C2} = 0,16;$$

результуючі опори:

$$X_{1\text{рез}} = X_{2\text{рез}} = 0,103; X_{0\text{рез}} = 0,193.$$

Струм прямої послідовності фази А в місці пошкодження:

$$I_1^{(1)} = E'' \cdot I_{\delta 2} / (X_{1\text{рез}} + X_{2\text{рез}} + X_{0\text{рез}}) = \\ = 1,065 \cdot 0,6 / (0,103 + 0,103 + 0,193) = 1,6 \text{ кА}.$$

Повний струму пошкодженій фази А:

$$I_{KA}^{(1)} = 3 I_1^{(1)}, \\ I_{KA}^{(1)} = 3 \cdot 1,6 = 4,8 \text{ кА}.$$

Напруги прямої, зворотної й нульової послідовностей для розрахункової фази А в місці КЗ (в подальшому індекс однофазного КЗ (1) опускається):

$$\dot{U}_{KA1} = j (0,103 + 0,193) \cdot 1,6 \cdot 133 = j 63 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_{KA2} = -j 0,103 \cdot 1,6 \cdot 133 = -j 21,9 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_{KA0} = -j 0,193 \cdot 1,6 \cdot 133 = -j 41,1.$$

Повна напруга для розрахункової (особливої) фази А в місці КЗ:

$$\dot{U}_{KA} = j 63 \cdot j 21,9 \cdot j 41,1 = 0 \text{ кВ.}$$

Напруги інших фаз:

$$\dot{U}_{KB} = a^2 \cdot j63 - a \cdot j21,9 - j41,1 = 73,5 - j61,6 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_{KC} = a \cdot j63 - a^2 \cdot j21,9 - j41,1 = -73,5 - j61,6 \text{ кВ.}$$

Результати розрахунків наведені в табл. 4.1, на основі яких побудовані векторні діаграми згідно з рис. 4.1 та 4.2.

Таблиця 4.1 – Струми й напруги в місці КЗ

Розрахункова точка	Складові	Струм, кА	Напруга, кВ
К1	$A1$	1,6	$j63$
	$A2$	1,6	$-j21,9$
	$A0$	1,6	$-j41,1$
	A	4,8	0
	B	0	$73,5 - j 61,6$
	C	0	$73,5 - j 61,6$

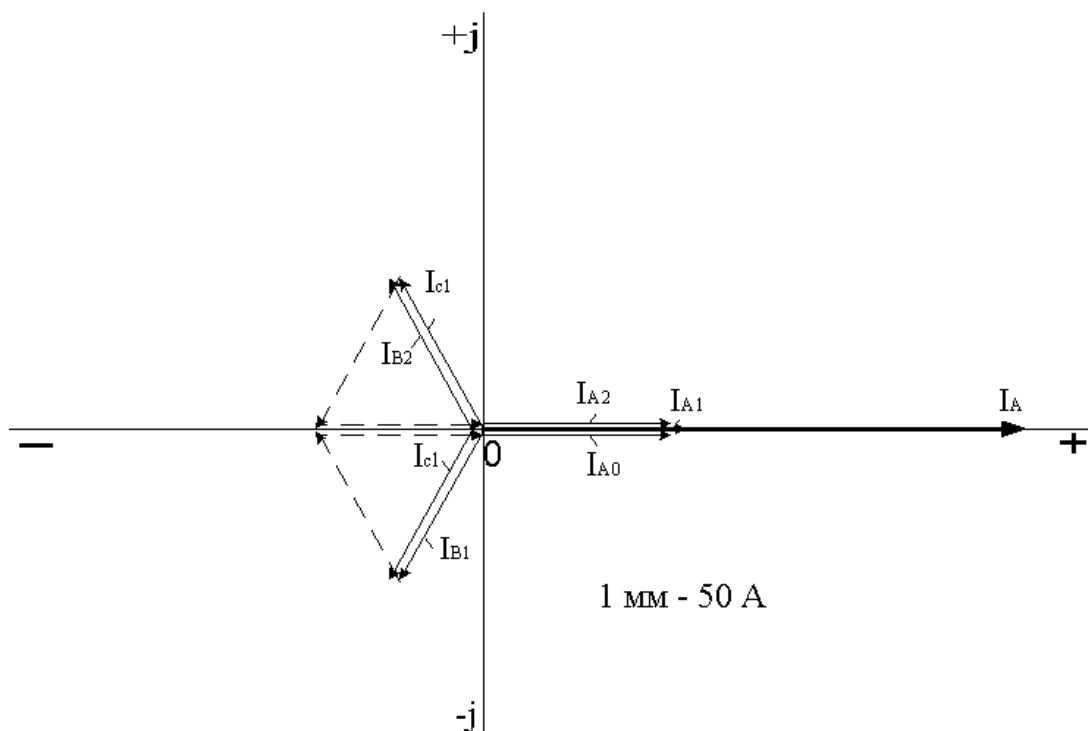


Рисунок 4.1 – Струми в місці несиметричного короткого замикання

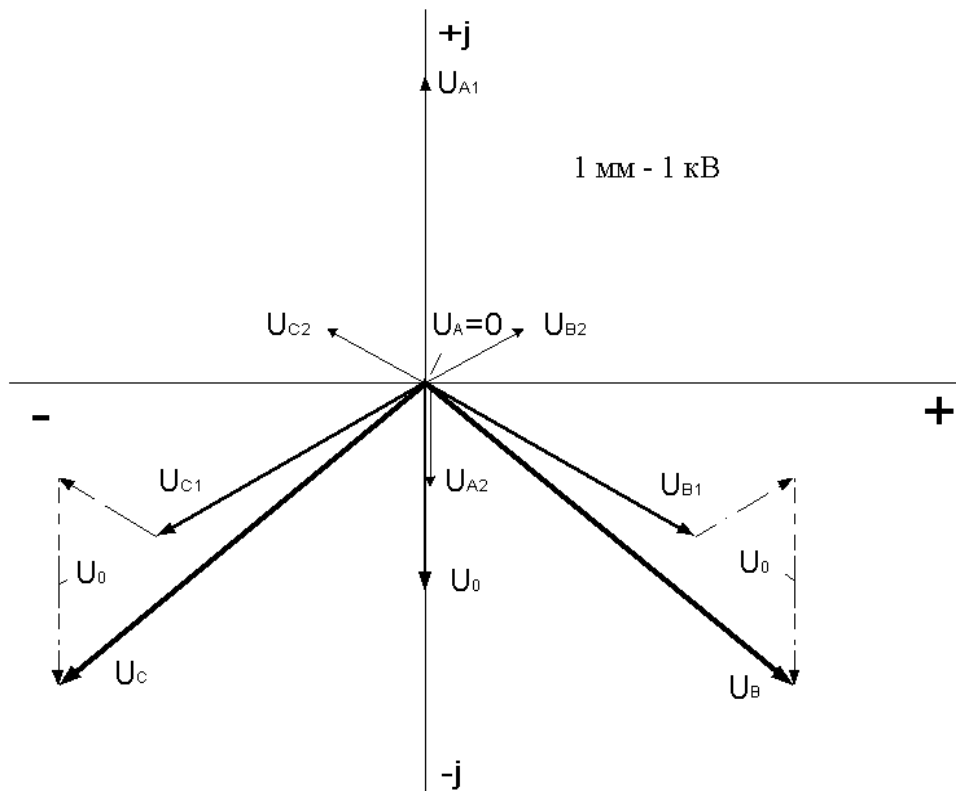


Рисунок 4.2 – Напруги в місці несиметричного короткого замикання

Приклад 4.2 Розрахунки струмів у нейтралі трансформаторів.

Вихідні дані наведені в прикладі 4.1.

Рішення. Обчислення починаються із зворотного перетворення схеми заміщення нульової послідовності від найпростішого виду до схеми, в якій опори нульової послідовності трансформатора Т і автотрансформатора АТ представлені окремими розгалуженнями.

Еквівалентний опір схеми заміщення нульової послідовності:

$$X_{0,екв} = X_{0,C1} \cdot X_{0,T1,C2} / (X_{0,C1} + X_{0,T1,C2}) = 0,45 \cdot 0,16 / (0,45 + 0,16) = 0,118.$$

Коефіцієнти струморозподіл:

$$C_{C1} = X_{0,екв} / X_{0,C1} = 0,118 / 0,45 = 0,26 ,$$

$$C_{T1,C2} = X_{0,екв} / X_{0,T1,C2} = 0,118 / 0,16 = 0,74.$$

Струм нульової послідовності від системи S1:

$$I_{0,C1} = C_{C1} \cdot I_0 = 0,26 \cdot 1,6 = 0,416 \text{ кА.}$$

Струм нульової послідовності від Т1 і S2:

$$I_{0,T1,C2} = C_{T1,C2} \cdot I_0 = 0,74 \cdot 1,6 = 0,118 \text{ кА.}$$

Розподіл струмів за іншими розгалуженнями схеми заміщення нульової послідовності:

$$I_{0,T1} = 0,82 \text{ кА ;}$$

$$I_{0,АТ,C2} = I_{0,T1,C2} - I_{0,T1,C2} = 1,18 - 0,82 = 0,36 \text{ кА;}$$

$$I_{0,C2} = 0,22 \text{ кА.}$$

Струми нульової послідовності в обмотках автотрансформатора зв'язку:

– вищої напруги:

$$I_{0,AT(B)} = I_{0,AT,C2} = 0,36 \text{ кА};$$

– середньої напруги:

$$I_{0,AT(C)} = I_{0,C2} \cdot U_{62} / U_{63} = 0,22 \cdot 230 / 121 = 0,42 \text{ кА}.$$

Струму нейтралі автотрансформатора:

$$I_{N,AT} = 3 \cdot (I_{0,AT(C)} - I_{0,AT(B)}) = 3 - (0,42 - 0,36) = 0,18 \text{ кА}.$$

Струм у нейтралі блочного трансформатора Т1:

$$I_{N,T1} = 3 \cdot I_{0,T1} = 3 \cdot 0,82 = 2,46 \text{ кА}.$$

У даному прикладі розраховані струми в нейтралі трансформаторів при віддаленості однофазного КЗ в лінії від шин енергоблоку на $l_3 = 30$ км.

Скористаємося методикою попередніх розрахунків, щоб визначити струми в нейтралі Т1 і АТ при інших віддаленостях однофазного КЗ.

Результати розрахунків при $l_3 = 200$ км.

$$X_{1,Л1} = X_{1,Л3} = 0,36; X_{0,Л1} = X_{0,Л3} = 1,08;$$

$$X_{1,Л2} = 0; X_{1,В3} = 0,18; X_{0,В3} = 0,54;$$

$$X_{1,T1} = 0,3; X_{0,T1} = 0,1;$$

$$X_{1,рез} = X_{2,рез} = 0,313; X_{0,рез} = 0,61;$$

$$I_1^{(1)} = 0,52 \text{ кА}; I_{КА}^{(1)} = 1,56 \text{ кА};$$

$$I_{0,T1} = 0,36 \text{ кА}; I_{0,AT,C2} = 0,16 \text{ кА}; I_{0,C2} = 0,1 \text{ кА};$$

$$I_{0,AT(C)} = 0,1 \cdot 230 / 121 = 0,19 \text{ кА};$$

$$I_{N,AT} = 3 \cdot (0,19 - 0,16) = 0,09 \text{ кА};$$

$$I_{N,T1} = 3 \cdot 0,36 = 1,08 \text{ кА}.$$

Результати розрахунків при $l_3 = 0$ км:

$$X_{1,рез} = 0,076; X_{0,рез} = 0,062;$$

$$I_1^{(1)} = 3 \text{ кА}; I_{КА}^{(1)} = 9 \text{ кА};$$

$$I_{0,T1} = 1,8 \text{ кА}; I_{0,AT,C2} = 0,9 \text{ кА}; I_{0,C2} = 0,1 \text{ кА}; I_{0,C2} = 0,55 \text{ кА};$$

$$I_{0,AT(C)} = 0,55 \cdot 230 / 121 = 1,05 \text{ кА};$$

$$I_{N,AT} = 3 \cdot (1,05 - 0,9) = 0,44 \text{ кА};$$

$$I_{N,T1} = 3 \cdot 1,8 = 5,4 \text{ кА}.$$

Результати розрахунків зведені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Розрахунки струмів в нейтралі трансформаторів

№ п/п	Параметри	Відстань КЗ, км		
		0	30	200
1	Результативний опір прямої послідовності, $X_{1,рез}$	0,076	0,103	0,313
2	Результативний опір нульової послідовності, $X_{0,рез}$	0,062	0,193	0,61
3	Струм нульової послідовності в місці КЗ, I_0 , кА	3	1,6	0,52
4	Струм в нейтралі Т1, $I_{N,T1}$, кА	5,4	2,46	1,08
5	Струм в нейтралі АТ, $I_{N,AT}$, кА	0,44	0,18	0,09

Приклад 4.3 Розрахунки напруг на нижчій стороні трансформатора.

Вихідні дані приведені у прикладі 4.1.

Рішення. Параметри напруг і струмів у місці короткого замикання:

$$U_{A1} = j 63 \text{ кВ}; U_{A2} = -j 21,9 \text{ кВ}; U_{A0} = j 41,1 \text{ кВ};$$

$$I_{A1} = I_{A2} = I_{A0} = 1,6 \text{ кА}.$$

Еквівалентний опір ліній:

$$X_{1,2} = 5,6 \text{ Ом}; X_{1,3} = 6,7 \text{ Ом}; X_{0,2} = 16,8 \text{ Ом}; X_{0,3} = 20,1 \text{ Ом}.$$

Опори сторін, що живлять:

$$X_{1,C} = 0,15; X_{1,T1,C2} = 0,163; X_{0,C} = 0,45; X_{0,T1,C2} = 0,163.$$

Коефіцієнт трансформації:

$$k_U = 230 / 6,3 = 36,5.$$

Струми короткого замикання від енергоблоку й системи в схемах заміщення прямої й нульової послідовностей:

$$I_{\text{бл},A1} = I_{A1} \cdot X_{1,C} / (X_{1,C} + X_{1,T1,C2}),$$

$$I_{\text{бл},A1} = 1,6 \cdot 0,15 / (0,15 + 0,163) = 0,77 \text{ кА};$$

$$I_{\text{бл},A0} = I_{A0} \cdot X_{0,C} / (X_{0,C} + X_{0,T1,C2}),$$

$$I_{\text{бл},A0} = 1,6 \cdot 0,45 / (0,45 + 0,163) = 1,17 \text{ кА};$$

Втрата напруги в еквівалентних опорах ліній:

$$\Delta U_{A1} = I_{A1} \cdot X_{1,2} + I_{\text{бл},A1} \cdot X_{1,3},$$

$$\Delta U_{A1} = 1,6 \cdot 5,6 + 0,77 \cdot 6,7 = 14,1 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{A2} = 14,1 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{A0} = I_{A0} \cdot X_{0,2} + I_{\text{бл},A0} \cdot X_{0,3},$$

$$\Delta U_{A0} = 1,6 \cdot 16,8 + 1,17 \cdot 20 = 50,3 \text{ кВ}.$$

Напруги на шинах енергоблоку (сторона фазної напруги 133 кВ):

$$\dot{U}_{\text{ВН},A1} = j(63 + 14,1) = j 77,1 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_{\text{ВН},A2} = -j(21,9 + 14,1) = -j 7,8 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_{\text{ВН},A1} = 0 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_{\text{ВН},A} = j(77,1 - 7,8) = j 69,3 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_{\text{ВН},B} = 73,5 - j34,6 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_{\text{ВН},C} = -73,5 - j34,6 \text{ кВ}.$$

Напруги фази *A* на нижчій стороні автотрансформатора 6,3 кВ (фазна 3,6 кВ) за трикутником:

$$\dot{U}_{\text{НН},A1} = 2,1 \cdot (-0,5 + j0,866) = 1,06 + j1,83 \text{ кВ},$$

$$\dot{U}_{\text{НН},A2} = -0,214 \cdot (0,5 + j0,866) = -0,11 - j0,18 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_{\text{НН},A} = -1,06 + j1,83 - 0,11 - j0,18 = -1,17 + j1,65 \text{ кВ}.$$

Напруги фази *B*:

$$\dot{U}_{\text{НН},B1} = 2,1 \cdot e^{j120} \cdot e^{j240} = 2,1 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_{\text{НН},B2} = -0,214 \cdot e^{j60} \cdot e^{j120} = -0,214 \cdot e^{j180} = 0,214 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_{\text{НН},B} = 2,1 + 0,214 = 2,31 \text{ кВ}.$$

Напруги фази *C*:

$$\dot{U}_{\text{НН},C1} = 2,1 \cdot e^{j120} \cdot e^{j120} = -1,05 - j1,82 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_{\text{НН},C2} = -0,214 \cdot e^{j60} \cdot e^{j240} = -0,214 \cdot e^{j300} = -0,11 + j0,185 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_{\text{НН},C} = -1,05 - j1,82 - 0,11 + j0,185 = -1,17 - j1,65 \text{ кВ}.$$

Результати розрахунків наведені в табл.4.3, на основі яких побудовані векторні діаграми у відповідності з рис. 4.3 та 4.4.

Таблиця 4.3 – Напряга на трансформаторі

№ п/п	Складова напруга	Шини вищої напруги, кВ	Шини нижчої напруги, кВ
1	U_{A1}	$j77,1$	$-1,06 + j1,83$
2	U_{A2}	$-j7,8$	$-0,11 - j0,18$
3	U_{A0}	0	0
4	U_A	$j69,3$	$-1,17 + j1,65$
5	U_B	$73,5 - j34,6$	2,31
6	U_C	$-j73,5 - j34,6$	$-1,17 - j1,65$

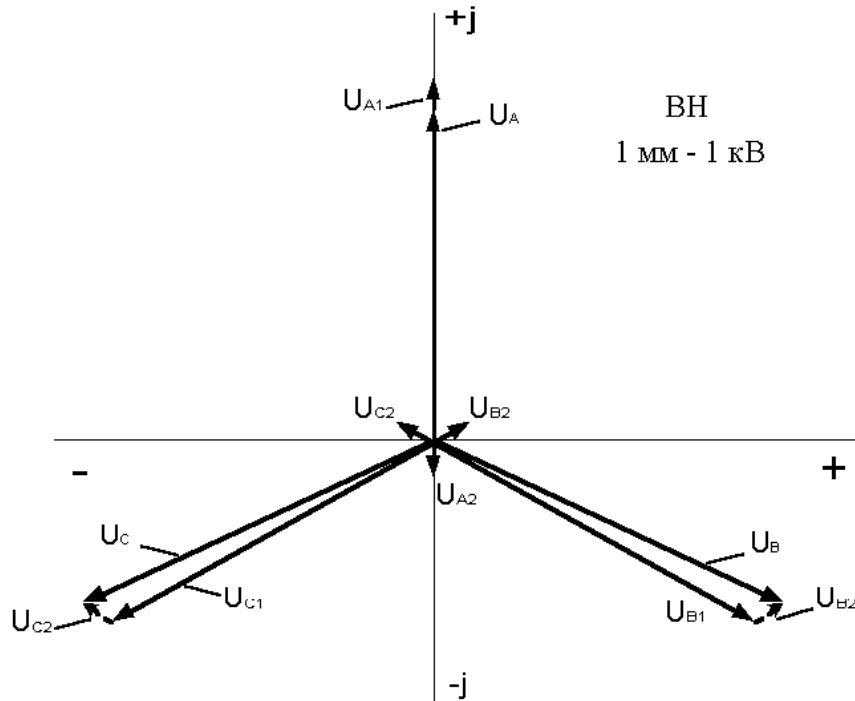


Рисунок 4.3 – Напряги на стороні вищої напруги трансформатора

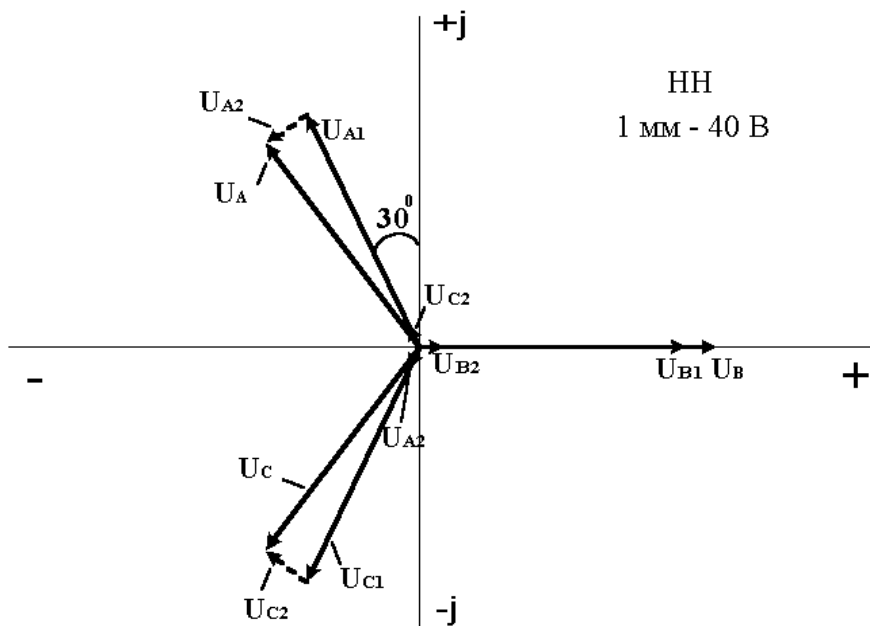


Рисунок 4.4 – Напряги на стороні нижчої напруги трансформатора

4.3 Структурні схеми традиційних і цифрових захистів

На рис. 4.5 зображена структурна схема традиційних захистів понижувального трансформатора 110–220/6–10 кВ:

ДЗШ – диференційний струмовий захист шин без витримки часу, що охоплює всі приєднання, які підключені до системи шин (на схемі показаний трансформатор струму $TA1$ тільки даного приєднання $T1$).

УРОВ – пристрій резервування відмови вимикачів, що запускається захистами трансформатора $T1$ і діє на відключення всіх електрично зв'язаних вимикачів даної підстанції.

АК1 – максимальний струмовий захист на стороні ВН з комплектом захисту типу КЗ-12, живиться від $TA2$, призначений для резервування відключення КЗ на шинах НН (далеке резервування), а також для резервування основних захистів трансформатора $T1$ (ближнє резервування). Витримка часу захисту дорівнює другій витримці часу захистів на введеннях до секцій шин 6–10 кВ (МСЗ на стороні НН).

КСГ1 – газовий захист трансформатора від внутрішніх ушкоджень і відходу масла, виконано на реле типу $BF-80Q$ (реле Бухгольца), встановлюється на трубі між баком і розширником трансформатора.

КСГ2 – газовий захист пристрою РПН (регулювання під напругою коефіцієнта трансформації трансформатора) від ушкоджень усередині його бака, виконується за допомогою струминного реле типу $URF 25/10$.

АКО – максимальний струмовий захист нульової послідовності з використанням реле струму РТ-40 і часу РВ-133, що живиться від $TA6$ (убудованого в нейтралі трансформатора), призначений для резервування захистів від КЗ на землю в суміжних елементах мережі ВН.

КАВ-1,2 – основний диференційний захист трансформатора $T1$ від ушкоджень у зоні між $TA1$ і $TA4$, $TA3$, виконується з використанням реле з гальмуванням типу ДЗТ-11, гальмівна обмотка якого (I_g – гальмівний струм) включена на струм з боку нижчої напруги.

МСЗ – максимальний струмовий захист на стороні НН2 (тут і далі захисти на стороні НН1 аналогічні захистам на стороні НН2 з використанням реле РТ-40 і РВ132).

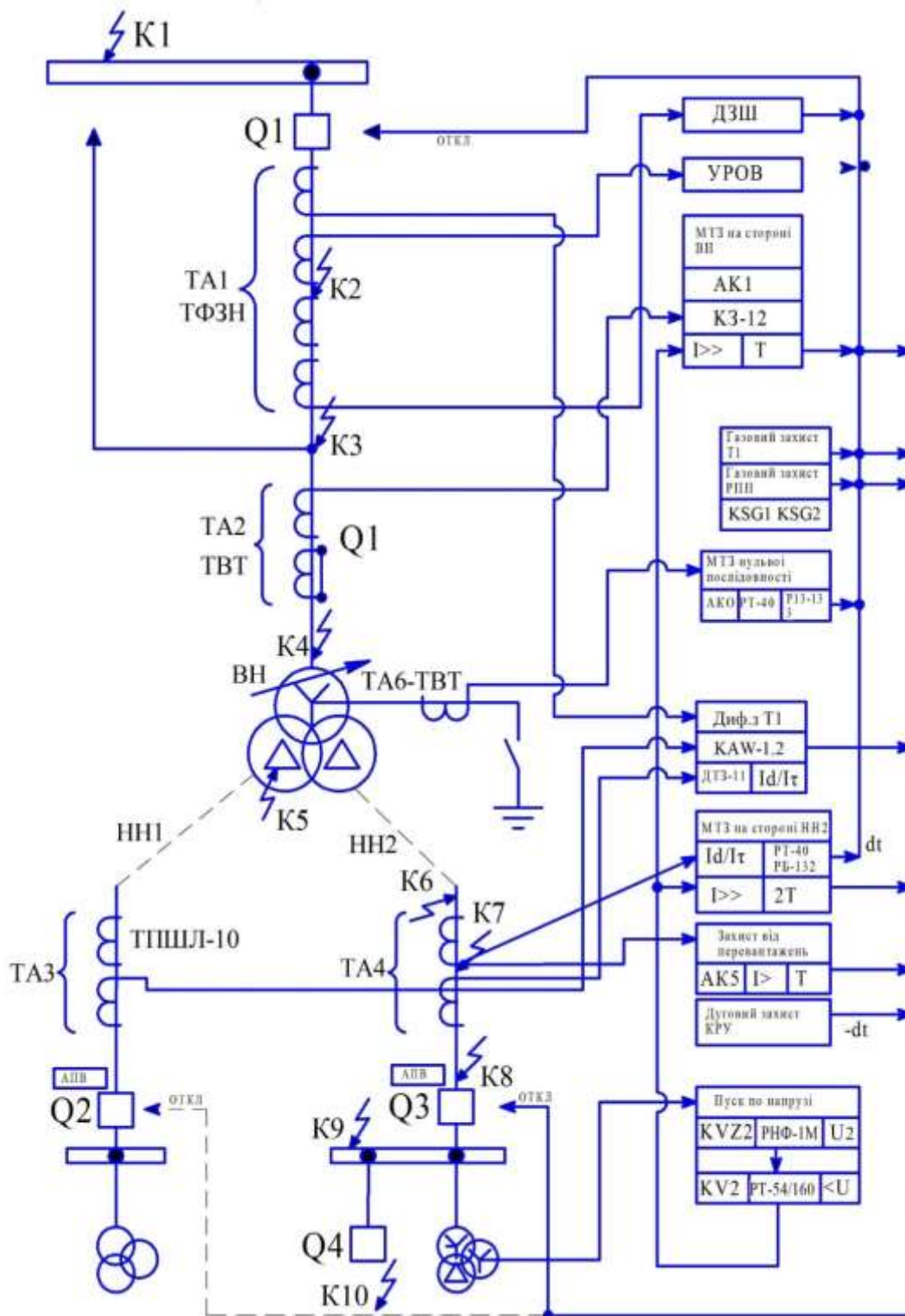


Рисунок 4.5 – Структурна схема традиційних захистів

Двоступеневий максимальний струмовий захист, що живиться від $TA4$ і розміщений у шафах КРУ вимикачів уведень 6–10 кВ, призначений для відключення $K3$ на шинах 6–10 кВ (перший ступінь) і для подальшого резервування відключень $K3$ на приєднаннях (фідерах), наприклад, у точці $K10$ (другий ступінь). Ступені захисту з першою витримкою часу діють на відключення вимикача $Q3$, а з другою – на відключення $Q1$. Останнє необхідно

на вимоги селективності з метою відключення КЗ на секціях шин 6 – 10 кВ при відмові вимикача $Q3$, а також ліквідації КЗ у зоні між $Q3$ і трансформатором струму $TA4$ (точці К8).

АК5 – захист від перевантаження виконується на одному реле струму й одному реле часу.

Дуговий захист комірок КРУ – основний захист, що реагує на підвищення тиску або освітленості в комірці КРУ, викликаних горінням дуги.

Пуск з напруги застосовується для підвищення чутливості максимального струмового захисту, що не повинен спрацьовувати (блокування з напруги) в режимах максимального навантаження й самозапуску двигунів.

Пусковий орган напруги складається з фільтр-реле напруги зворотної послідовності типу РНФ-1М ($KVZ2$) і мінімального реле напруги типу РН-54/160 ($KV2$), включеного на міжфазну напругу.

На рис. 4.6 зображена структурна схема цифрових захистів (ЦЗ): захист трансформатора, виконаний на реле ЦЗ-1, на введенні вищої напруги (ВН);

ЦЗ-3 – на введеннях нижчої напруги НН1 і НН2; диференційний захист, виконаний на реле ЦЗ-2; газовий захист підключається на дискретний вхід першого пристрою ЦЗ-3, призначеного для максимальних струмових захистів; ЦЗ-4 може бути використано для блокування захистів трансформатора з напруги; ЦЗ-5 – захист фідерів навантаження.

ЦЗ-1 включено на трансформатори струму вимикача на стороні ВН. Струмові органи захисту нульової послідовності можуть бути включені на фазний струм TA і використовуватися для пуску, охолодження й блокування РПН. Функції захисту:

- струмове відсічення, відбудоване від КЗ сторони НН;
- другий ступінь – виконаний без витримки часу й блокується пристроєм захисту сторін НН1 і НН2, це дублюючий логічний диференційний захист трансформатора; ступені з логічним блокуванням у реле повинні скласти не менше $2 \cdot I_{ном}$, при виконанні без витримки часу;
- третій ступінь – звичайний максимальний захист із витримкою часу, він дублює другий ступінь на випадок відмови ланцюгів блокування 2-го ступеня.

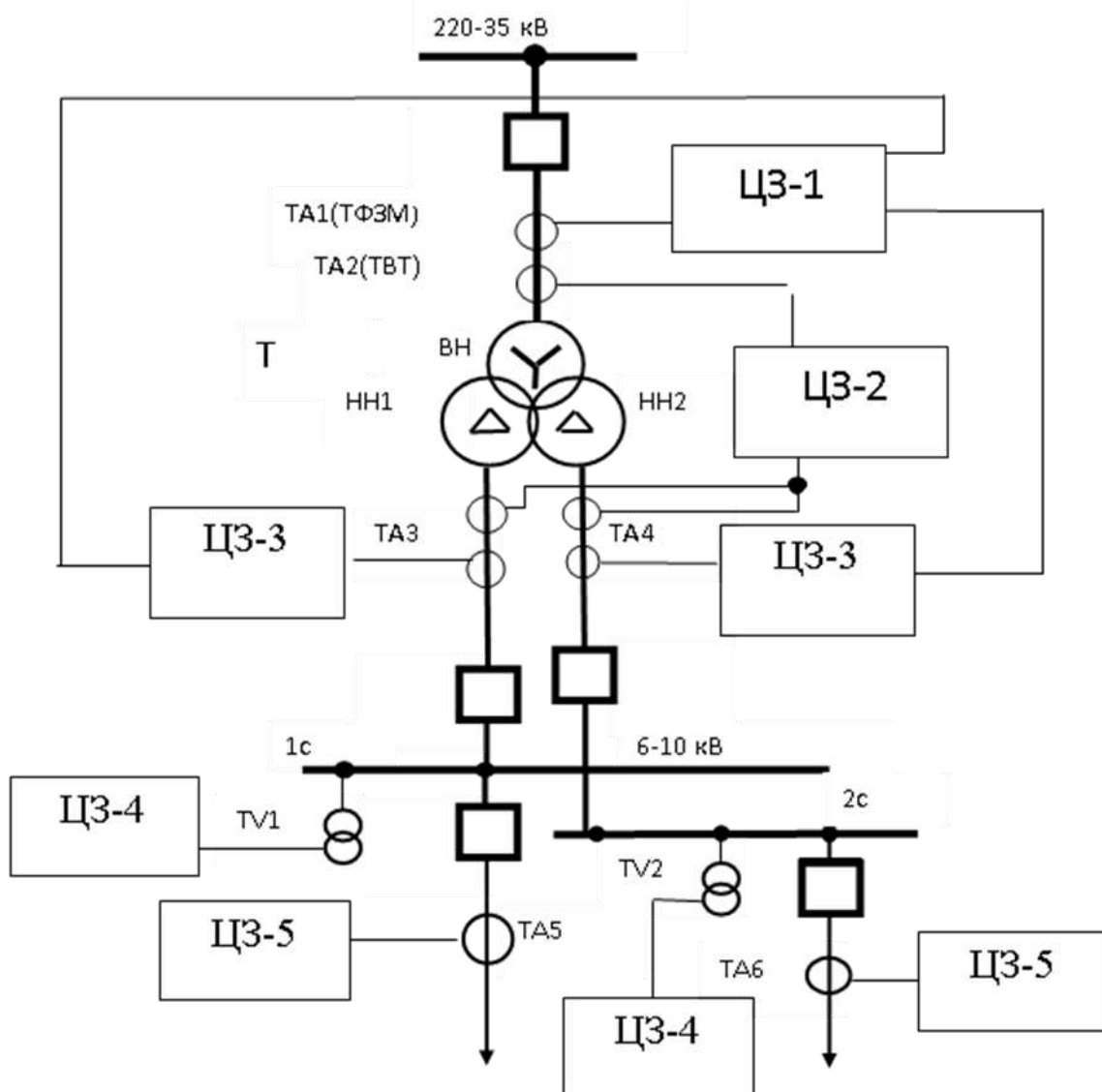


Рисунок 4.6 – Структурна схема цифрових захистів

ЦЗ-2 (поздовжній диференційний захист підвищеної чутливості) доцільно включити на трансформатори струму вбудовані зі сторони ВН трансформатора й суму струмів TA вимикачів сторін НН1 і НН2.

ЦЗ-3 включено на трансформатори струму вводів сторін НН1 і НН2.

Функції:

- перший ступінь виконаний без витримки часу й блокується пристроями захисту фідерів, що відходять (логічний захист);
- другий ступінь виконується з витримкою часу селективної з фідерами;
- третій ступінь – захист від перевантаження трансформатора.

ЦЗ-4 включено на трансформатори напруги TV сторони НН. Може бути використано для блокування захистів трансформатора до напруги.

ЦЗ-5 виконує функції багатоступінчастої МТЗ і захисту від замикань на землю.

4.4 Принципові схеми захистів

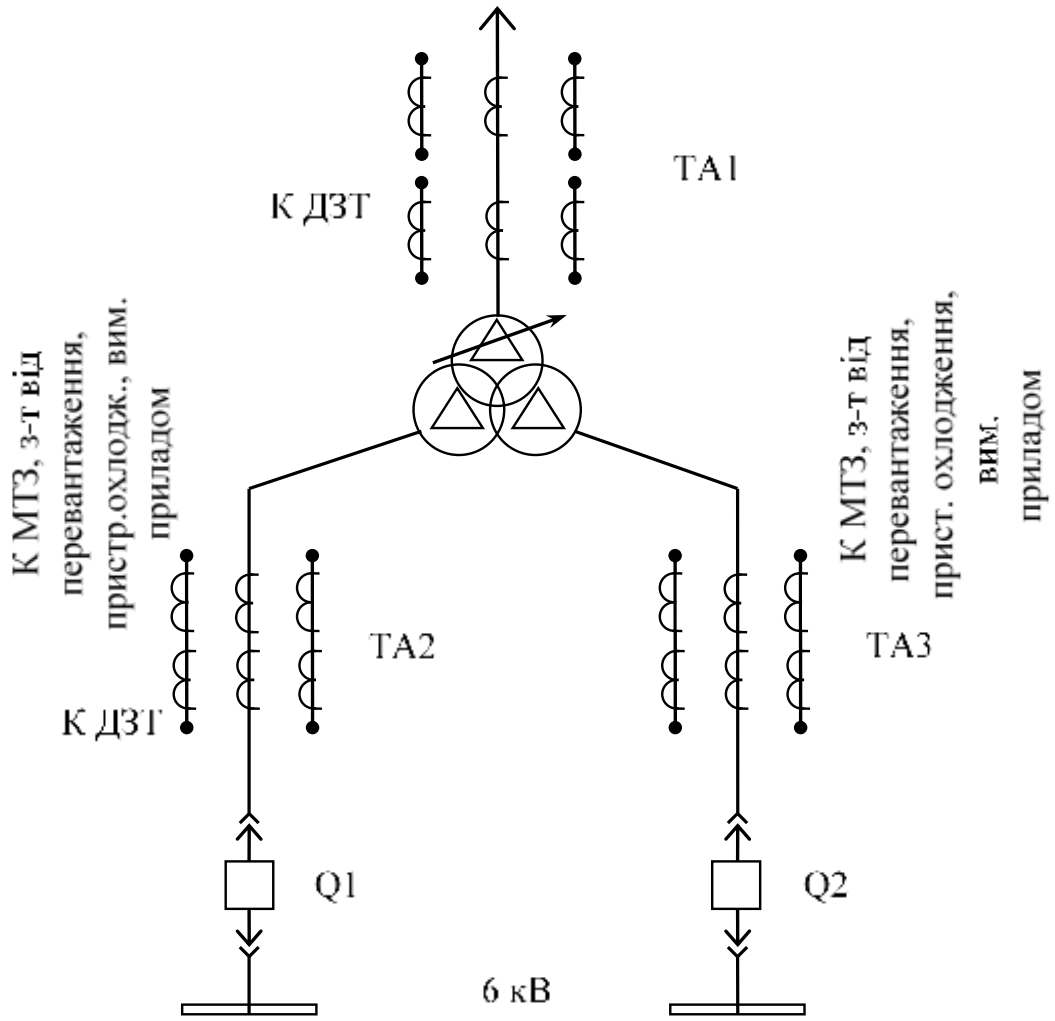
На рис. 4.7 – 4.10 показані схеми захистів за ланцюгами змінного струму та напруги, а також оперативного струму та сигналізації.

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

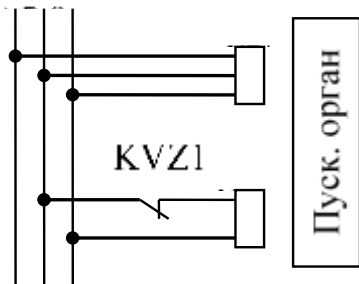
Резервні захисти. Для резервування відключення багатофазних КЗ на шинах НН, а також для резервування основних захистів трансформатора використовується МСЗ із пуском напруги встановлено на стороні ВН. Захист містить три реле струму *КА1, КА2, КА3* і реле часу *КТ1*.

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

Несиметрія напруг і відповідно напруга зворотної послідовності виникають також у початковому моменті перед трифазним КЗ. Після зникнення несиметрії контакт реле *KVZ2* знову замикається, а реле *KV2* залишиться у спрацьованому стані, якщо напруга повернення реле буде менше залишкової напруги в місці встановлення МСЗ. Чутливість пускового органа напруги при трифазних КЗ підвищується за рахунок того, що напруга повернення реле *KV2* на 10 – 15 % більше напруги спрацьовування. Від багатофазних КЗ на шинах НН, а також для резервування відключення КЗ на приєднаннях встановлюють МСЗ із пуском напруги на відгалуженнях до секцій 6 кВ. Захисти виконані з використанням реле струму типу РТ-40 (*КА4, КА5, КА6, КА7*) і реле часу *КТ2* і *КТ4*. Від симетричних перевантажень встановлюють максимальний струмовий захист із двома реле струму типу РТ-40 (*КА8, КА9*) і реле часу *КТ6*. Від ушкоджень у шафах КРУ 6 кВ встановлюють захист при дугових КЗ



От ТН 1с 6кВ



От ТН 2с 6кВ

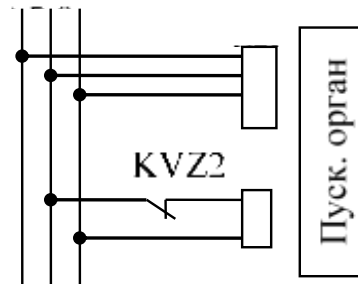


Рисунок 4.7 – Електрична принципова схема захисту

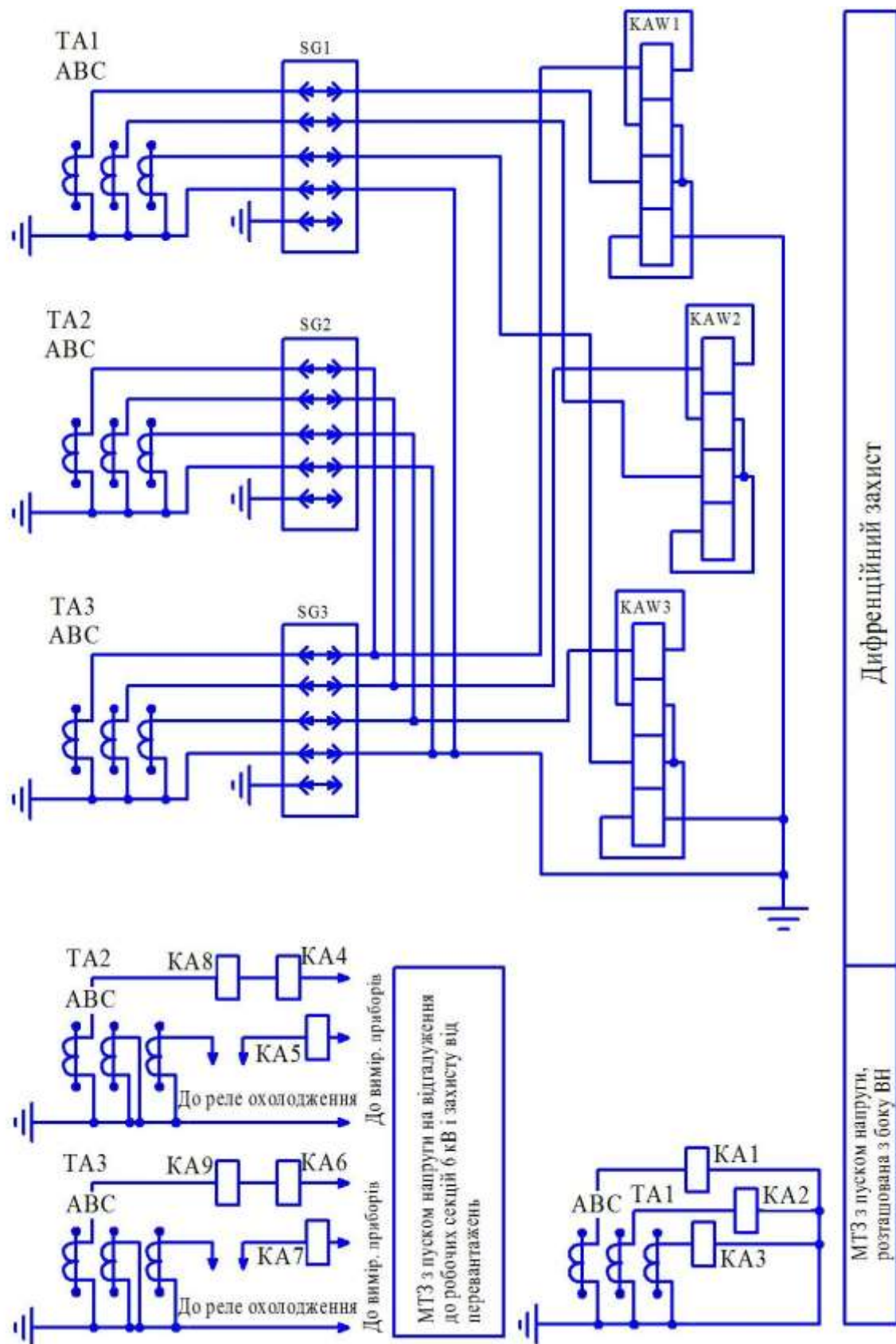


Рисунок 4.8 – Електрична принципова схема захисту, ланцюги змінного струму

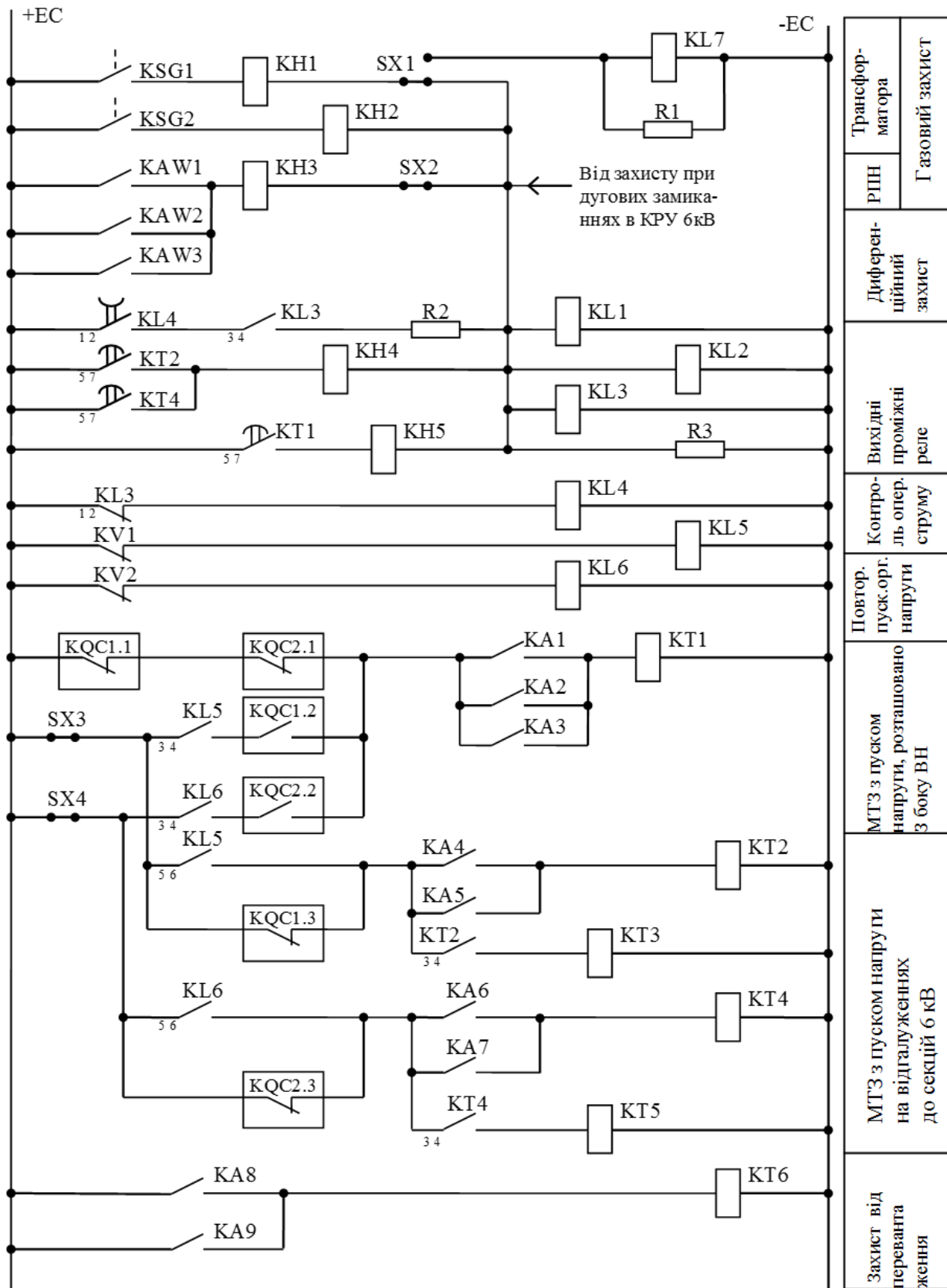


Рисунок 4.9 – Електрична принципова схема захисту, ланцюги оперативного постійного струму

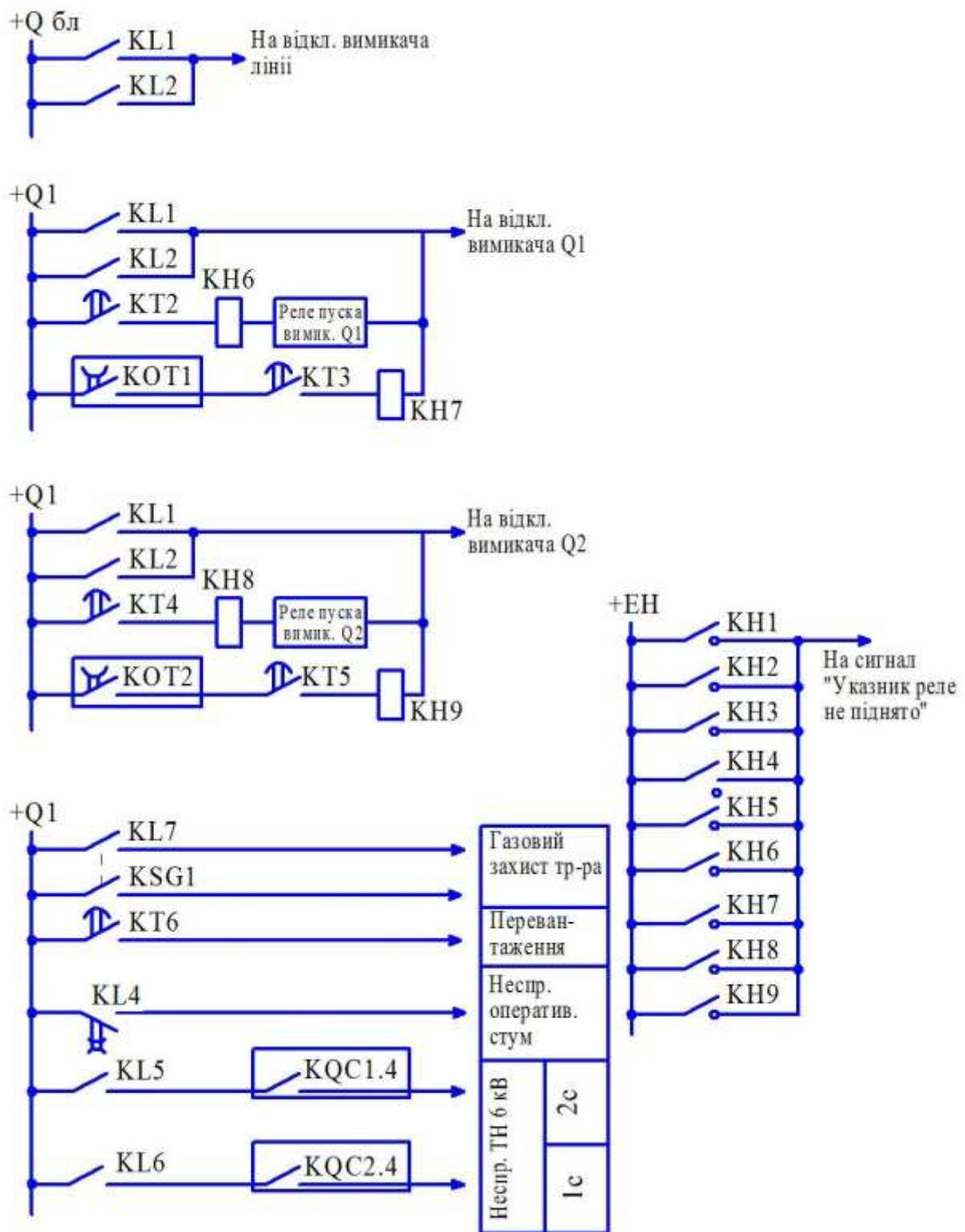


Рисунок 4.10 – Електрична принципова схема захисту, ланцюги оперативного постійного струму

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

Газовий захист контакторного відсіку РПН виконує дію тільки на відключення. МСЗ із комбінованим пуском з напруги, установленим на стороні ВН, діє з витримкою часу $KT1$ на відключення всіх вимикачів трансформаторів. Максимальні струмові захисти з комбінованим пуском з напруги, установлені на відгалуженнях до секцій шин НН, діють із першою витримкою часу, створюваною відповідними реле $KT2$ або $KT4$, на відключення вимикачів $Q1$ або $Q2$ (через імпульсний контакт реле часу) і з другою витримкою часу, створюваною також зазначеними реле, на відключення всіх вимикачів. Захисти при дугових КЗ у шафах КРУ вимикачів уведень до шин НН діють одночасно на відключення відповідного вимикача уведення й на відключення всіх вимикачів трансформаторів (через $KL1$ й $KL2$). Пуск автоматичного прискорення максимальних струмових захистів, установлених з боку НН, здійснюється контактами $KQT1$ й $KQT2$ реле положення «вимкнено» вимикачів $Q1$ й $Q2$ відповідно. Прискорення виконується з витримкою часу реле $KT3$ і $KT5$. З метою підвищення надійності передбачається дублювання дії вихідних проміжних реле на відключення вимикача. Контроль несправностей у ланцюгах виконується за допомогою контактів проміжних реле $KL5$, $KL6$ і реле положення «увімкнено» $KQC1$ ($KQC2$) вимикачів $Q1$ й $Q2$ відповідно.

4.5 Захист трансформаторів типу ТРДН

Розглядаються наступні захисти:

- диференційний захист на реле типу РНТ (без гальмування);
- диференційний захист на реле типу ДЗТ-11;
- мікропроцесорний диференційний захист;
- максимальний струмовий захист;
- захист від перевантаження.

Приклад 4.4. Диференційний захист на реле типу РНТ (без гальмування).

Вихідні дані: Трансформатор ТРДН–40000/115 – 16 % кВ /11 кВ із напругою КЗ: $U_{к\max} = 10\%$; $U_{к\min} = 8,5\%$; $U_{к\text{CP}} = 9,5\%$. Опір системи для струмів прямої послідовності у всіх режимах $X_C = 15$ Ом, а для струмів нульової послідовності $X_{0C} = 30$ Ом.

Рішення. Для трансформаторів із РПН, у яких при « $-\Delta U_{\text{рпн}}$ » напруга КЗ $U_k\%$ менше середньої, а при « $+\Delta U_{\text{рпн}}$ » – більше середнього значення опору, визначаються за формулами:

$$X_{\text{трCP}} = \frac{U_{\text{кCP}} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{тр}}};$$

$$X_{\text{трmin}} = \frac{U_{\text{кmin}} \cdot U_{\text{minВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{тр}}} = \frac{U_{\text{кmin}} \cdot [U_{\text{ВН}} \cdot (1 - \Delta U_{*\text{рпн}})]^2}{100 \cdot S_{\text{тр}}};$$

$$X_{\text{трmax}} = \frac{U_{\text{кmax}} \cdot U_{\text{maxВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{тр}}} = \frac{U_{\text{кmax}} \cdot [U_{\text{ВН}} \cdot (1 + \Delta U_{*\text{рпн}})]^2}{100 \cdot S_{\text{тр}}};$$

де $U_{\text{ВН}}$ – напруга на стороні ВН, кВ; $S_{\text{тр}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА, (для трансформаторів з розщепленням типу ТРДН – це

половина потужності, тобто $0,5S_{\text{тр}}$); $+\Delta U_{*\text{рпн}}$ – половина повного (сумарного) діапазону регулювання напруги, в.о.

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

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

Максимальні значення струмів КЗ:

$$I_{\text{кmaxВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}(X_{\text{с}} + X_{\text{трmin}})};$$

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

$$I_{\text{кmaxНН}}^{(3)} = I_{\text{кmaxВН}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}(1 - \Delta U_{*\text{рпн}})}{U_{\text{НН}}};$$

$$I_{\text{кmaxНН}}^{(3)} = 1163 \cdot \frac{115 \cdot (1 - 0,16)}{11} = 10213 \text{ А}.$$

Мінімальне значення струмів КЗ:

$$I_{\text{кminВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{maxВН}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\text{сmin}} + X_{\text{трmax}})};$$

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

$$I_{\text{кminНН}}^{(3)} = I_{\text{кminВН}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{maxВН}}}{U_{\text{НН}}};$$

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

Первинний струм спрацьовування захисту $I_{\text{СЗ}}$ вибирається за двома умовами. Умова відбудування від струму небалансу:

$$I_{\text{СЗ}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБmax}} \geq K_{\text{Н}} \cdot (K_{\text{АПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot f_i + \Delta U_{*\text{рпн}}) \cdot I_{\text{кmax}},$$

де $K_{\text{Н}}$ – коефіцієнт надійності, дорівнює 1,3; $K_{\text{АПЕР}}$ – коефіцієнт аперіодичної складової, дорівнює 1; $K_{\text{ОДН}}$ – коефіцієнт однотипності трансформаторів струму, дорівнює 1; f_i – коефіцієнт десятивідсоткової похибки трансформаторів струму, дорівнює 0,1; $\Delta U_{*\text{рпн}} = 0,16$; $I_{\text{кmax}}$ – періодична складова в початковий момент часу при розрахунковому зовнішньому трифазному КЗ

Умова відбудування від кидка струму намагнічування трансформатора:

$$I_{\text{СЗ}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{тр}}.$$

Первинний струм трансформатора, що відповідає потужності обмотки ВН:

$$I_{\text{тр110}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} U_{\text{ВН}}};$$

$$I_{\text{тр110}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201 \text{ А}.$$

Струми спрацьовування захисту за формулами:

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

$$I_{\text{СЗ}} \geq 1,3 \cdot 201 \geq 261 \text{ А}.$$

Струм спрацьовування реле (вторинний струм):

$$I_{\text{СР}} = \sqrt{3} \frac{I_{\text{СЗmax}}}{n_I};$$

$$I_{\text{СР}} = \frac{393 \cdot \sqrt{3}}{750/5} = 4,5 \text{ А}.$$

Розрахунковий струм у реле при КЗ за трансформатором:

$$I_{P\min} = \frac{1,5 \cdot I_{\min BH}^{(3)}}{n_I};$$

$$I_{P\min} = \frac{1,5 \cdot 700}{150} = 7,0 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{P\min}}{I_{CP}};$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{7,0}{4,5} = 1,55 < 2,$$

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

Приклад 4.5 Диференційний захист на реле типу ДЗТ-11.

Вихідні дані з прикладу 4.4.

Рішення. Для цього реле визначальною є умова відбудування від кидків струму намагнічування трансформатора. При найбільшому значенні коефіцієнта відбудування $K_H = 1,5$:

$$I_{C3} \geq 1,5 \cdot 201 = 301 \text{ А};$$

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

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

Кількість витків робочої обмотки:

$$w_P = \frac{F_{CP}}{I_{CP}},$$

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

Для підвищення чутливості приймаємо $w_P = 30$ витків.

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

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

Тоді сумарний струм небалансу:

$$I_{\text{НБ}} = I'_{\text{НБ}} + I''_{\text{НБ}};$$

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

Кількість витків гальмової обмотки:

$$w_T \geq \frac{K_H \cdot I_{\text{НБ}} \cdot w_P}{I_{\text{кmax BH}}^{(3)} \cdot \text{tg} \alpha},$$

де $I_{\text{кmax BH}}^{(3)}$ – максимальний струм зовнішнього КЗ на тому боці трансформатора, де включена гальмівна обмотка; $\text{tg} \alpha$ – тангенс кута нахилу гальмівної характеристики.

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

Приймаємо $w_T = 18$ витків.

Гальмівна обмотка w_T включена з боку НН, щоб виключити гальмування при внутрішніх КЗ, яке живиться тільки з боку ВН.

Більші вимоги до чутливості основних захистів силових трансформаторів при всіх видах КЗ обумовили подальший розвиток реле ДЗТ на основі нових принципів з використанням мікропроцесорного релейного захисту.

Приклад 4.6 Мікропроцесорний диференційний захист трансформатора (теоретична частина)

Диференційний захист трансформаторів включається на 3 комплекти трансформаторів струму, розташованих з трьох сторін трансформатора.

Вирівнювання вторинних струмів за величиною і фазою проводиться захистом автоматично розрахунковим (програмним шляхом), для чого задаються загальні уставки виходячи з параметрів силового трансформатора і трансформаторів струму. Це дає можливість зібрати трансформатори струму з усіх боків у «зірку» з метою зниження навантаження вторинних ланцюгів і зменшення струму небалансу.

Струм нульової послідовності також розраховується програмним шляхом, що забезпечує незалежність характеристик захисту від режиму нейтралі трансформатора.

Захист має гальмівну характеристику пропорційного типу (відсоткове гальмування), за рахунок чого струм спрацьовування захисту збільшується пропорційно збільшенню струму КЗ з метою надійної відбудови від наскрізних струмів КЗ і виключення зайвих спрацювань.

Гальмівним струмом є найбільший струм, який підводять до реле по кожній фазі окремо. Гальмівна характеристика (рис. 4.11) складається з чотирьох ділянок (де I_D – диференційний струм; I_T – гальмівний струм, рівний найбільшому з трьох вторинних струмів):

- АВ – початкова ділянка;
- 1 ступінь диференціального струму (струм спрацьовування захисту) незалежного від гальмівного струму;
- ВС – перша гальмівна характеристика при малих струмах КЗ до $2,5I_n$, коли похибка трансформаторів струму мала. У точці В перша гальмівна характеристика перетинається з характеристикою початкової ділянки. Нахил Р1 даної характеристики починається від початку координат;
- CD – друга гальмівна характеристика при великих струмах КЗ понад $2,5I_n$, коли великі похибки трансформаторів струму, що враховується великим нахилом Р2;
- DE – 2 ступінь диференційного струму незалежно від гальмівного струму.

Для відбудови диференційного захисту від кидків струму намагнічування при подачі напруги застосовується блокування струмом другої гармоніки, що дає підвищення чутливості захисту за рахунок вибору струму спрацьовування диференційного захисту значно менше номінального струму трансформатору.

Для запобігання помилкової роботи диференційного захисту від підвищеного струму намагнічування при перезбудженні (подача напруги на

обмотку трансформатора значно вище номінального) застосовується блокування за струмом п'ятої гармоніки.

Реле градуйоване у відносних одиницях до номінального вторинного струму трансформаторів струму сторони ВН, прийнятої за основну. Вторинні струми інших сторін перераховуються до основної сторони автоматично. Реле відбудовані від кидка струму намагнічування.

При виборі коефіцієнта гальмування $P1$ першої ділянки характеристики в зоні малих струмів КЗ вважається, що похибка трансформаторів струму з урахуванням перехідних процесів при зовнішніх КЗ не перевищує 5 %. При виборі коефіцієнта гальмування $P2$ другої ділянки характеристики в зоні великих струмів КЗ вважається, що похибка трансформаторів струму становить 10 %, що враховується коефіцієнтом 1,5.

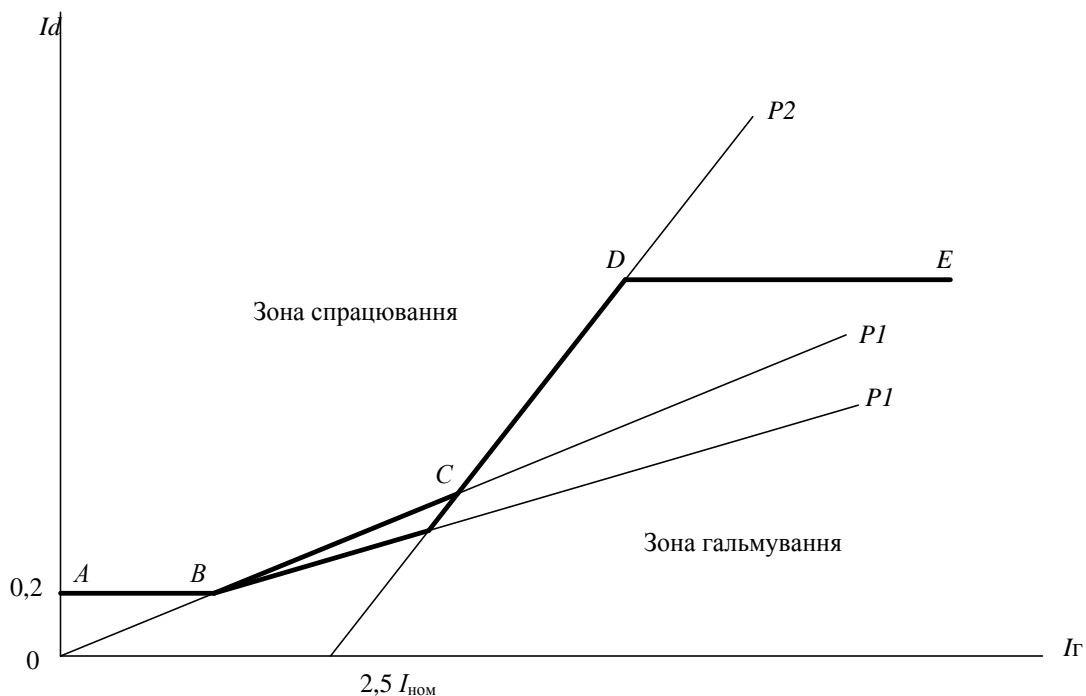


Рисунок 4.11 – Характеристика диференційного захисту

Струм спрацьовування другого ступеня (на рис. 4.9, DE), диференційного відсічення, що не залежить від гальмування, відбудовується від струму небалансу при наскрізному струмі КЗ з урахуванням коефіцієнта, рівного 3 (підвищення похибки трансформаторів струму), і за необхідності відбудови від кидка струму намагнічування з коефіцієнтом відбудови, рівним 6. Струм блокування за 2-ю гармонікою встановлюється заводом – 12 %. Враховуючи високу точність роботи мікропроцесорного захисту, коефіцієнти запасу при виборі уставок приймаються рівними 1,2.

Приклад 4.7 Розрахунок мікропроцесорного диференційного захисту.

Вихідні дані: Трансформатор ТРДН–25000/115 + 16 % / 6,3 кВ із напругою короткого замикання: $U_{Kmax} = 11,72 \%$; $U_{Kmin} = 9,84 \%$; $U_{KCP} = 10,5 \%$.

Мінімальний струм КЗ з боку електричної системи 3кА. Максимальний і мінімальний струми КЗ за трансформатором 832А та 480А.

Рішення. До загальних уставок мікропроцесорного захисту відносять номінальні параметри трансформаторів струму і силового трансформатора: номінальний вторинний струм фазних трансформаторів струму $I_{Т.ВН} = I_{Т.НН} = 5$ А; номінальний первинний струм трансформаторів струму сторони ВН $I_{П.ВН} = 300$ А (паралельне з'єднання двох обмоток по 600/5); номінальний первинний струм трансформаторів струму з боку навантаження $I_{П.НН1} = I_{П.НН2} = 3000$ А.

Номінальна потужність трансформатора по обмотках:

$$S_{Н.ВН} = 25000 \text{ кВА}; S_{Н.НН1} = S_{Н.НН2} = 12500 \text{ кВА}.$$

Номінальна напруга трансформатора в обмотках: $U_{Н.ВН} = 115$ кВ (середнє положення), $U_{Н.НН1} = U_{Н.НН2} = 6,3$ кВ.

Група з'єднань трансформатора: ВН–зірка, НН–трикутник (Yd11: d11). Базисний струм (базисний коефіцієнт за струмом) – це відношення номінального струму обмоток трансформатора до номінального струму трансформатора струму:

$$\text{Сторона ВН } I_{b1} = I_{ВН \text{ ср}} / I_{П.ВН} = 126 / 300 = 0,42;$$

$$\text{сторона НН } I_{b2} = I_{b3} = I_{НН \text{ ср}} / I_{П.НН} = 1147 / 3000 = 0,382.$$

Уставка першого ступеня набирається на реле (у відносних одиницях):

$$I_d \geq I_D \cdot I_{b1},$$

де I_D – струм спрацьовування I ступеня, приведений до номінального струму трансформатора; I_{b1} – базисний струм сторони ВН трансформатора.

Тоді $I_d \geq 0,2 \cdot 0,42 = 0,084$. Мінімальна уставка, яка може бути виконана на реле, дорівнює 0,15. Тому приймаємо: $I_d \geq 0,15$, що становить: $I_D \geq \frac{0,15}{0,42} = 0,36$ від номінального струму трансформатора.

З результатів розрахунків видно, чому реле захисту підключено до 2 трансформаторів струму. При одному трансформаторі струму номінальний струм дорівнює 600 і уставка захисту збільшується вдвічі (0,72 від номінального струму трансформатора), що істотно загроблює захист.

Перша гальмівна характеристика оцінюється коефіцієнтом гальмування P1 (нахил характеристики в зоні малих струмів до 2,5 $I_{ТР}$ трансформаторів струму з малими похибками):

$$P1 = K_3 \cdot (K' + K''),$$

$$P1 = 1,2 \cdot (5 + 16) = 25,2\%,$$

де K_3 – коефіцієнт запасу, рівний 1,2; K' – похибка ТС, приймається для малих струмів 5 %; K'' – діапазон регулювання коефіцієнта трансформації трансформатора, що захищається, у % рівний сумарному діапазону сторін, дорівнює 16 %. На реле P1 може регулюватися від 20 до 50 %. Приймаємо P1=25 %.

Друга гальмівна характеристика оцінюється коефіцієнтом гальмування $P2$ (нахил характеристики в зоні великих струмів КЗ більше 2,5 номінального струму):

$$P2 = K_3 \cdot (K_{ап} \cdot K'_1 + K''),$$

$$P2 = 1,2 \cdot (1,5 \cdot 10 + 16) = 37\%,$$

де $K_{ап}$ – коефіцієнт враховує зростання похибки за рахунок аперіодичної складової, приймаємо 1,5; K'_1 – похибка трансформаторів струму приймається 10 %.

$P2$ може регулюватися в межах від 40 до 100 %. Приймаємо $P2=40$ %. Уставка другого ступеня диференційного струму вибирається за максимумом з двох умов.

Перша умова – відбудова від максимального струму небалансу при наскрізному струмі КЗ:

$$I_D \gg = K_3 \cdot (K'_{ап} \cdot K'_1 + K'') \cdot I_{КЗ\max}$$

$$I_D \gg = 1,2(3 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 832 = 460A,$$

де $K'_{ап}$ – коефіцієнт враховує зростання похибки за рахунок аперіодичної складової, приймається рівним 3; $I_{КЗ\max}$ – наскрізний струм КЗ в максимальному режимі на стороні низької або середньої напруги.

Друга умова – відбудова від кидка струму намагнічування:

$$I_D \gg = 6 \cdot I_{ном};$$

$$I_D \gg = 6 \cdot 126 = 756A.$$

З двох умов вибирається найбільша: $I_D = 756A$.

Обчислюється уставка другого ступеня захисту:

$$I_d \gg = \frac{I_D}{I_{П.ВН}};$$

$$I_d \gg = \frac{756}{300} = 2,52.$$

Отримане значення округлюється до найближчого цілого числа, яке і задається в якості уставки $I_d \gg = 3$. Дана уставка може регулюватися в межах від 1 до $30I_d$. Блокування захисту струмом другої гармоніки застосовується для відбудови від кидків струму намагнічування. Уставка оцінюється відношенням струму блокування $I_D(2f_n)$ до основного диференційного струму і регулюється в межах 10–50 %. Заводом пропонується: $I_D(2f_n) = 12$ %. Спосіб блокування може бути вибраний (ВКЛ): по фазне блокування або (ВКЛ АВС); блокування всіх фаз найбільшим струмом другої гармоніки, (ВІДКЛ): блокування відключене. Встановлюємо заведену настройку: БЛОК $2f_n =$ ВКЛ АВС. Режим блокування струмом п'ятої гармоніки застосовується для запобігання помилковій роботі захисту від підвищеного струму намагнічування під час подачі на обмотку трансформатора напруги значно вище номінального. Спосіб блокування може бути вибраний (ВКЛ): пофазне блокування або (ВКЛ АВС); блокування всіх фаз найбільшим струмом п'ятої гармоніки (ВІДКЛ): блокування відключене.

Результати розрахунків параметрів диференціального захисту трансформатора потужністю 25000кВА:

- перший ступінь диференційного струму $I_d \geq 0,15$ (відрізок АВ);
- перша гальмівна характеристика $P1 = 25\%$ (пряма $P1$): відрізок ВС;
- друга гальмівна характеристика $P2 = 40\%$ (пряма $P2$): відрізок CD;
- другий ступінь диференціального струму $I_d \geq 3,0$: відрізок DE.

Зазвичай перевірку чутливості даного мікропроцесорного захисту не виконують. Це обумовлено тим, що уставка 1-го ступеня захисту при КЗ за трансформатором мала, $I_d \geq 0,15$ від номінального струму трансформатора струму на стороні ВН (дорівнює 300А). Більш груба 2-га ступінь відсічення

($I_d \gg 3$) також не перевіряється, тому що призначена для роботи при великих струмах КЗ на стороні ВН трансформатора. За необхідності можна розрахувати чутливість захисту аналітичним і графічним методами.

Чутливість у зоні малих струмів КЗ на стороні НН силового трансформатора:

$$K_{\text{чНН}} = \frac{\frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к-2minВН}}^{(3)}}{2}}{(I_d \cdot I_{\text{ном,ВН}})} = \frac{\frac{\sqrt{3} \cdot 480}{2}}{(0,15 \cdot 300)} = 9,24.$$

Коефіцієнт чутливості повинен бути не менше 2.

Чутливість у зоні великих струмів КЗ, на стороні ВН силового трансформатора:

$$K_{\text{чВН}} = \frac{\frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к-1minВН}}^{(3)}}{2}}{(I_d \cdot I_{\text{п,ВН}})} = \frac{\frac{\sqrt{3} \cdot 3000}{2}}{(3,0 \cdot 300)} = 2,89.$$

Чутливість 2-го ступеня повинна бути не менше 1,2.

Приклад 4.8 Максимальні струмові захисти (МСЗ).

Вихідні дані. Захисти установлені на вищій напрузі (МСЗ ВН) і нижчій напрузі (МСЗ НН) для трансформатора ТРДН–40000/115 кВ/11 кВ з прикладу підрозділу 4.4.

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

Струм трифазного КЗ у точці К1 у максимальному й мінімальному режимах при заданих вихідних даних ($X_{\text{Сmax}} = X_{\text{Сmin}} = X_{\text{С}} = 15 \text{ Ом}$):

$$I_{\text{к1max}}^{(3)} = I_{\text{к1min}}^{(3)} = \frac{U_{\text{с}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{с}}},$$

$$I_{\text{к1max}}^{(3)} = I_{\text{к1min}}^{(3)} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 15} = 4400 \text{ А}.$$

З попередніх розрахунків відомі:

– струми на стороні ВН

$$I_{\text{к2maxВН}}^{(3)} = 1163 \text{ А};$$

$$I_{\text{к2minВН}}^{(3)} = 700 \text{ А};$$

– струми на стороні НН

$$I_{\text{к2maxНН}}^{(3)} = 10213 \text{ А};$$

$$I_{\text{к2minНН}}^{(3)} = 8022 \text{ А}.$$

Номінальний струм трансформатора на стороні НН:

$$I_{\text{трНН}} = \frac{0,5 \cdot S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{срНН}}};$$

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

Розраховується струм спрацьовування МСЗ НН.

Умова неспрацьовування захисту після відключення зовнішнього КЗ з обліком того, що в деяких режимах трансформатор може бути навантажений до 1,3 $I_{\text{НОМ}}$ (за відсутності другого трансформатора, що знаходиться у ремонті):

$$I_{\text{СЗНН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{П}} \cdot K_{\text{СЗП}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{тр.НН}},$$

де $K_{\text{П}}$ – коефіцієнт перевантаження; $K_{\text{СЗП}}$ – коефіцієнт самозапуску двигунів; $K_{\text{В}}$ – коефіцієнт повернення захисту.

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

Умова неспрацьовування захисту під час дії АВР на стороні НН:

$$I_{\text{СЗНН}} = K_{\text{Н}} \cdot (K_{\text{СЗП}} \cdot I_{\text{трНН}} \cdot 0,7 + 0,7 \cdot I_{\text{трНН}});$$

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

Із двох умов вибираємо $I_{\text{СЗНН}} = 3000 \text{ А.}$

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

$$K_{\text{чНН}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{К2minНН}}^{(3)}}{I_{\text{СЗНН}}},$$

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

Розраховуємо струм спрацьовування МСЗ ВН:

за умови неспрацьовування захисту після відключення зовнішнього КЗ з обліком навантаження на іншій секції НН:

$$I_{\text{СЗВН}} = K_{\text{Н}} \cdot \left(\frac{K_{\text{П}} \cdot K_{\text{СЗП}}}{K_{\text{В}}} I_{\text{трНН}} + K_{\text{П}} I_{\text{трНН}} \right) \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}},$$

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

Приймаємо $I_{\text{СЗВН}} = 395 \text{ А.}$

Убудовані в силовий трансформатор трансформатори струму типу ТВТ–110 мають коефіцієнт трансформації: $n_I = 300/5$.

Тоді струм спрацьовування реле

$$I_{\text{СР}} = I_{\text{СЗВН}} \cdot K_{\text{СХ}} / n_I,$$

де $K_{\text{СХ}}$ – коефіцієнт схеми з'єднання трансформаторів струму на стороні ВН, для "трикутника" $K_{\text{СХ}} = \sqrt{3}$;

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

Перевіряється чутливість захисту в основній зоні (режим роздільної роботи трансформаторів).

При двофазному КЗ за трансформатором (точці К2) розрахунковий струм у реле:

$$I_{\text{Pmin}}^{(2)} = 1,5 \cdot I_{\text{К2minВН}}^{(3)} / n_I;$$

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

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{\text{ЧВН}} = \frac{I_{\text{Pmin}}^{(2)}}{I_{\text{CP}}},$$

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

Якщо $K_{\text{ЧВН}} < 1,5$, то МСЗ виконується з пуском за напругою й визначенням струму спрацьовування за умови відбудови від номінального струму трансформатора:

$$I_{\text{СЗВН}} = K_{\text{H}} \cdot I_{\text{трВН}} / K_{\text{В}};$$

$$I_{\text{СЗВН}} = 1,2 \cdot 201 / 0,8 = 302 \text{ А.}$$

Уставка спрацьовування реле мінімальної напруги вибирається виходячи з повернення після відключення зовнішнього КЗ і відбудування від залишкової напруги самозапуску після дії АПВ або АВР.

На практиці приймається 60 В (вторинних).

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

$$I_{\text{Pminк1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{к1min}}^{(3)};$$

$$I_{\text{Pminк1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4400 / 60 = 63 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{\text{Чк1}} = \frac{I_{\text{Pminк1}}^{(2)}}{I_{\text{CP}}};$$

$$K_{\text{Чк1}} = \frac{63}{11,4} = 5,53 > 1,5.$$

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

$$t_{\text{МСЗНН}} = t_{\text{МСЗСВ}} + \Delta t,$$

де $t_{\text{МСЗСВ}}$ – витримка часу МСЗ секційного вимикача, дорівнює 1,5 с; $\Delta t = 0,5$ с – ступінь селективності.

Приклад 4.9 Розрахунок релейного захисту від перевантаження.

Вихідні дані: На трансформаторах, що перебувають під спостереженням оперативного персоналу, релейний захист від перевантаження виконується дією на сигнал за допомогою одного струмового реле.

Рішення. Для відбудування від короткочасних перевантажень застосовується реле часу, розраховане на тривале проходження струму. Струм спрацьовування вибирається з умови повернення струмового реле при номінальному струмі трансформатора:

$$I_{\text{СЗ}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{трНН}} / K_{\text{В}};$$

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

Час дії захисту:

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

Приклад 4.10 Схема розміщення захистів.

Рішення. За результатами розрахунків наводиться схема розміщення захистів (рис. 4.12) знижувальних трансформаторів 1Т і 2Т з такими позначеннями:

- ТА – трансформатори струму типів ТВТ (убудовані у втулки введень силових трансформаторів) і ТПШЛ (прохідні, шинні з литою ізоляцією);
- ДЗТ-11 – реле диференціальне з магнітним гальмуванням (основний диференційний струмовий захист трансформатора від ушкоджень у зоні між трансформаторами струму ТА1 і ТА3)
- РНТ-565 – реле диференціальне із трансформатором, що насичується (основний диференційний струмовий захист трансформатора від ушкоджень у зоні між трансформаторами струму ТА5 і ТА7);
- ВФ-80/О – газове реле Бухгольца (газовий захист трансформатора від внутрішніх ушкоджень і відходу масла);

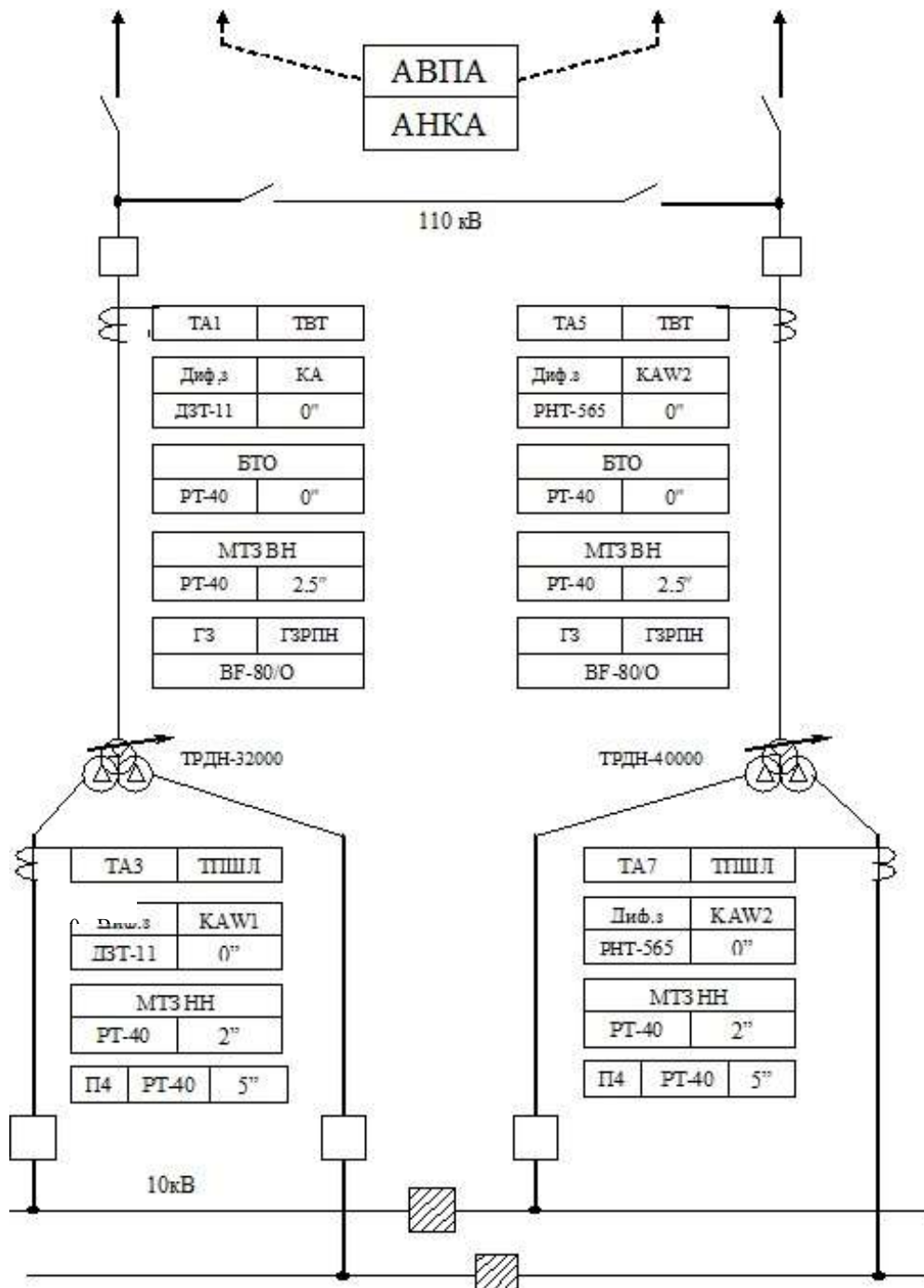


Рисунок 4.12 – Схема розміщення захистів трансформатора

- *URF 25/10* – струминне газове реле для захисту пристрою РПН від ушкоджень усередині його бака
- *МСЗ* – максимальний струмовий захист на стороні вищої (ВН) і нижчої (НН) напруг.
- *РТ-40*– реле струму для захисту від перевантаження (виконується на одному реле струму й одному реле часу 5 с.) і захисту трансформатора від КЗ в обмотках трансформатора.

4.6 Захист трансформатора власних потреб енергоблоку

Розглядаються захисти робочого трансформатора власних потреб 6 кВ енергоблоків у відповідності з рис. 4.13:

- диференційний захист і диференційна відсічення (*AKW1, KA1, KA2*);
- захист від перевантаження (12);
- дистанційний захист на стороні ВН (*AKZ4*);
- дистанційний захист на стороні НН (*AKZ1*);

Також на рис. 4.13 представлені наступні види захистів:

- газовий захист трансформатора власних потреб (2);
- захист від однофазних коротких замикань (*KVS1, KVS2*);
- дистанційний (*AKZ5, AKZ6*) і диференційний захисти магістралі резервного живлення (9);
- диференційний і максимальний струмовий захист секції надійного живлення (10, 11);
- захист мінімальної напруги (*KVS3, KVS4*).

Методика розрахунків диференційного захисту й диференційної відсічки з використанням диференційних реле з гальмуванням типу ДЗТ-21 подана вище.

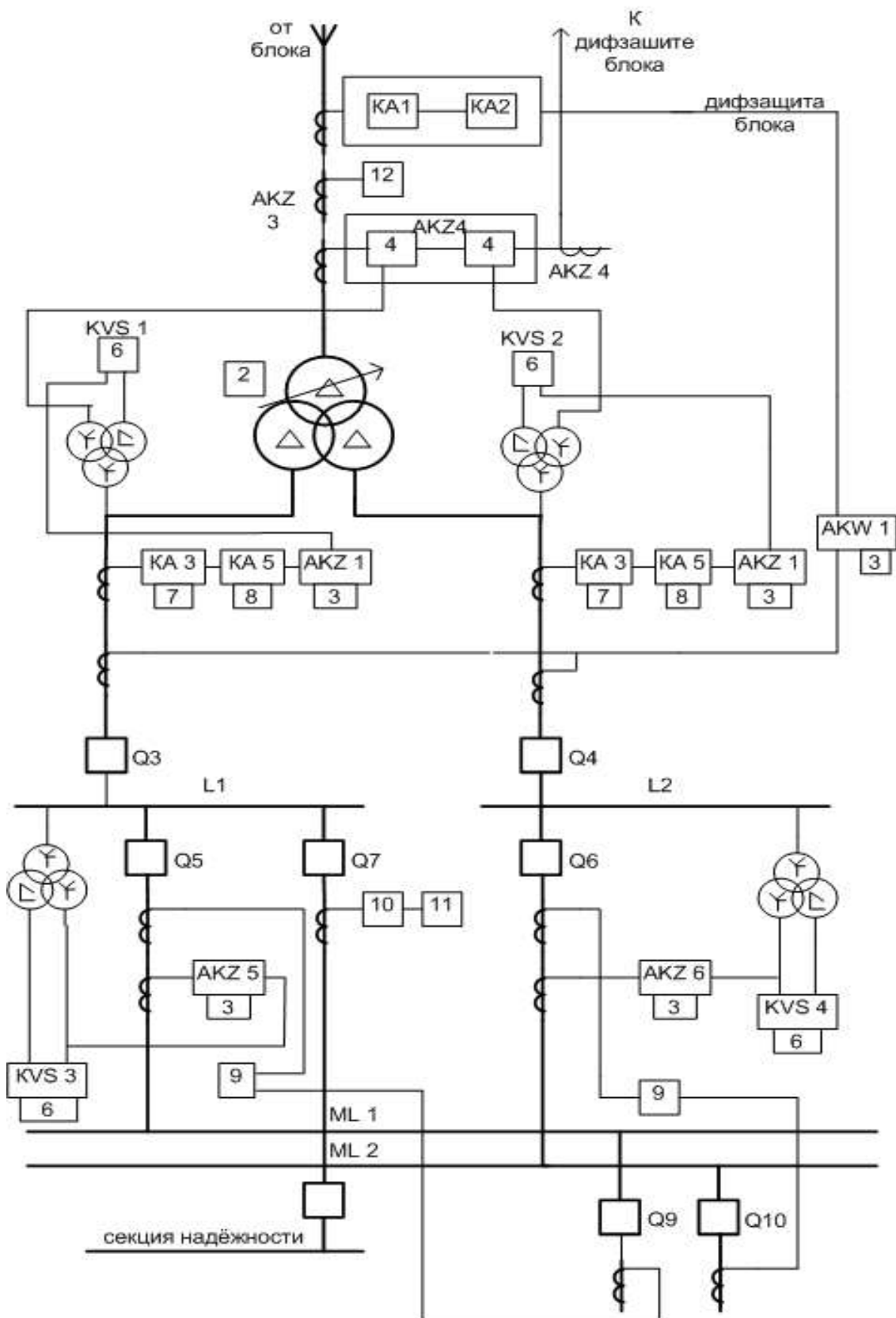


Рисунок 4.13 – Захист робочого трансформатора власних потреб

Струм спрацьовування захисту від перевантаження (встановлюється на стороні ВН) визначається з умови повернення реле при нормальному струмі трансформатора:

$$I_{сз} = \frac{K_H}{K_B} I_{ВН}.$$

Дистанційні захисти виконуються на блок-реле БРЭ-2801 і мають струмове блокування при несправностях ланцюгів напруги.

Дистанційний захист на стороні НН (AKZ1) призначений для захисту шин секції та резервування захистів приєднання цієї секції.

Дистанційний захист на стороні ВН (AKZ4) – для ближнього резервування (диференціального захисту AKW1) при багатозначних КЗ на секціях НН.

Резервний захист секції НН вводів 6 кВ виконується за допомогою двох струмових реле (замикаючі контакти включені паралельно) типу РСТ-13 (КАЗ, КА5) і двох реле напрямку потужності, замикаючі контакти також включені паралельно), і призначені для ближнього резервування (дистанційного захисту НН) і дальнього резервування (витримка 1 с) приєднань власних потреб 6 кВ. Захист чутливий, оскільки не відбудовується за струмом від режиму само запуску електродвигунів секції 6 кВ. Правильна робота захисту в цьому режимі забезпечується схемою включення проміжних реле у схемі вихідних ланцюгів робочого й резервного вводів на секцію, використовуючи те, що перед груповим пуском (самозапуском) вимикач вводу був відключений.

Захист також не відбудовується від струмів підживлення двигунами 6 кВ КЗ в мережі ВН і наступних струмів групового самозапуску двигунів секції після відключення цих КЗ, бо в цих режимах захист блокується проміжним реле, яке керується реле потужності. Обидва реле потужності направлені в сторону ВН, тобто спрацьовують при протіканні струму від двигунів власних потреб 6 кВ до місця КЗ для надійного блокування резервного захисту при пошкодженнях у мережі 10 – 750 кВ.

Уставка на реле потужності обирається за умовою неповернення реле при затуханні струму від двигунів до місця трифазного КЗ в системі протягом часу спрацьовування реле, якщо величина цього струму в початковий момент КЗ дорівнює струму спрацьовування резервного захисту, який відбудовується тільки від номінального струму секції власних потреб 6 кВ з урахуванням пуску найпотужнішого електродвигуна:

$$I_{сз} = \frac{K_H}{K_B} I_{Н.пуск},$$

де K_H – приймається рівним 1,1; K_B – коефіцієнт повернення для реле РСТ-13, дорівнює 0,9; $I_{Н.пуск}$ – струм секції при пуску найпотужнішого двигуна

$$I_{Н.пуск} = \sqrt{[(I_{ННС} - I_{ДВМ}) \cos \varphi_H]^2 + \left[(I_{ННС} - I_{ДВМ}) \sin \varphi_H + \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \left(X_{ЗОВ} + \frac{U_{НДВ}}{\sqrt{3} \cdot K_{П} \cdot I_{ДВМ}} \right)} \right]^2},$$

де $I_{\text{ННС}}$ – номінальний струм найпотужнішого електродвигуна на секції; $K_{\text{П}}$ – кратність пускового струму цього двигуна; $\varphi_{\text{Н}}$ – кут навантаження секції; $U_{\text{НДВ}}$ – номінальна напруга електродвигуна; $X_{\text{ЗОВ}}$ – зовнішній опір, приведений до $U_{\text{НДВ}}$, що дорівнює сумі опорів відповідно $X_{\text{С}}$ – опір живильної мережі, $X_{\text{Т}}$ – трансформатора і $X_{\text{Ш}}$ – опір шинопроводу (для резервного трансформатора власних потреб).

Первинний опір спрацьовування дистанційного захисту НН визначається за умовою відбудови від індуктивного опору повністю зупинених електродвигунів однієї секції, що беруть участь у самозапуску:

$$Z_{\text{сзн}} = \frac{K_{\text{Н}} X_{\text{дв.п}}}{K_{\text{В}}},$$

де $K_{\text{Н}} = 0,85$; $K_{\text{В}} = 1,1$;

$$X_{\text{дв.п}} = \frac{U_{\text{Н.дв}}}{\sqrt{3} K_{\text{Н1}} K_{\text{П.ср}} I_{\text{ННС}}},$$

де $K_{\text{Н1}}$ – відношення сумарної повної потужності двигунів, що само запускаються, до потужності розщепленої обмотки трансформатора, рівне 1,2 і 1,5 для введів до магістралі резервного живлення; $K_{\text{П.ср}}$ – середнє значення пускового коефіцієнта двигунів, приймається рівним 6.

Опір спрацьовування реле:

$$Z_{\text{ср}} = \frac{Z_{\text{сзн}} K_1}{K_{\text{У}}}.$$

Максимальна зона надійної чутливості за опором:

$$l_{\text{зах.каб}} = \frac{Z_{\text{сзн}}}{K_{\text{Н}} Z_{\text{уд.каб}}},$$

де $K_{\text{Н1}} = 1,2$; $Z_{\text{уд.каб}}$ – опір одиниці довжини кабелю.

Первинний опір спрацьовування дистанційного захисту ВН визначається за умовою відбудови від самозапуску електродвигунів обох секцій, тобто

$$Z_{\text{сзв}} = \frac{Z_{\text{сзн}}}{2}.$$

Струмове блокування дистанційного захисту ВН відбувається від струмів навантаження обох секцій НН з урахуванням самозапуску (пуску) електродвигуна 6 кВ максимальної потужності:

$$I_{\text{сзбл}} = \frac{K_{\text{Н}} U_{\text{НН}}}{K_{\text{В}} U_{\text{ВН}}} (I_{\text{ННС}} + I_{\text{Н.пуск}}),$$

де $K_{\text{Н}} = 1,1$; $K_{\text{В}} = 0,9$.

Струм спрацьовування реле струмового блокування:

$$I_{\text{србл}} = \frac{I_{\text{сзбл}}}{K_1}.$$

Приклад 4.11 Розрахунок захистів трансформатора власних потреб енергоблоку.

Вихідні дані: $S_{\text{НОМ Т}} = 25$ МВА; $U_{\text{ВН}} = 20$ кВ; $U_{\text{НН}} = 6,3$ кВА; $U_{\text{К В-Н}} = 10,5$ %; $U_{\text{К Н-Н}} = 30$ %; $K_{\text{І}} = 3000/5$ (2000/5); $R_{\text{КАБ}} = 0,206$ Ом/км; $X_{\text{КАБ}} = 0,074$ Ом/км; $I_{\text{ДВ М}} = 876$ А (живильний електронасос ПЭН); $K_{\text{П}} = 7$; $X_{\text{ВН}} = 0,143$ Ом/км.

Рішення. Визначаємо уставки захистів на стороні 20 кВ:

- захист від перевантаження;
- дистанційний захист на реле БРЭ-2801;
- струмове блокування дистанційного захисту;

на стороні 6 кВ (вводи робочого й резервного живлення секції власних потреб):

- дистанційний захист на реле БРЭ-2801;
- струмове реле резервного захисту 6кВ;
- блокування дистанційного захисту.

Рішення. Первинні номінальні струми:

$$I_{ВН} = \frac{S_{НОМ Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}}, I_{ВН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 720 \text{ А},$$

$$I_{ВН} = \frac{S_{НОМ Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}}, I_{НН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2300 \text{ А}.$$

Струм спрацьовування захисту від перевантаження обирається з умови повернення струмового реле при номінальному струмі трансформатора:

$$I_{СЗ} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 720 = 945 \text{ А}.$$

Струм секції при пусках найпотужнішого електродвигуна:

$$I_{Н \text{ пуск}} = \sqrt{\left[\left(\frac{2300}{2} - 876 \right) \cdot 0,85 \right]^2 + \left[\left(\frac{2300}{2} - 876 \right) \cdot 0,525 + \frac{6,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \left(0,143 + \frac{6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 7 \cdot 876} \right)} \right]^2} = 5290 \text{ А}.$$

Уставка струмового реле резервного захисту введів робочого (резервного) живлення секції 6 кВ власних потреб і блокування дистанційного захисту, який відбудовується від струму вводу при самозапущах (пусках) найпотужнішого двигуна секції:

$$I_{СЗ} = \frac{1,1}{0,9} \cdot 5290 = 6465 \text{ А},$$

$$I_{СР} = \frac{6465}{2000/5} = 16,2 \text{ А}.$$

Індуктивний опір повністю зупинених електродвигунів одної секції власних потреб, що беруть участь у самозапущах:

$$X_{ДВП} = \frac{6 \cdot 10^3 \cdot 2}{1,2 \cdot 6 \cdot 2300 \cdot \sqrt{3}} = 0,42 \text{ Ом}.$$

Опір спрацьовування дистанційного захисту НН з умови відбудови від самозапуща одної секції:

$$Z_{СЗ.Н} = \frac{0,85}{1,1} \cdot 0,42 = 0,32 \text{ Ом}.$$

Опір спрацьовування реле БРЭ 280:1

$$Z_{СН} = \frac{0,32 \cdot 2000 \cdot 100}{6300 \cdot 5} = 2 \text{ Ом}.$$

Максимальна зона надійної чутливості дистанційного захисту НН:

$$L_{ЗАХ.КАБ} = \frac{0,32}{1,2 \cdot \sqrt{(0,206^2 + 0,047^2)}} = 1,2 \text{ км},$$

Опір спрацьовування дистанційного захисту ВН з умови відбудови від самозапуща обох секцій:

$$Z_{СЗ.В} = \frac{0,32}{2} = 0,16 \text{ Ом}.$$

Опір спрацьовування реле БРЭ 2801:

$$Z_{CP} = \frac{0,16 \cdot 3000 \cdot 100}{6300 \cdot 5} \frac{20}{6,3} = 4,83 \text{ Ом.}$$

Уставки струмового блокування дистанційного захисту ВН з умови відбудови від струмів навантаження обох секцій НН з урахуванням пуску найпотужнішого двигуна секції:

$$I_{сзбл} = \frac{1,1}{0,9} \frac{6,3}{20} \left(\frac{2300}{2} + 5290 \right) = 2480 \text{ А,}$$

$$I_{србл} = \frac{2480}{3000/5} = 4,13.$$

4.7 Захист трансформаторів понижувальної підстанції

Розглядається методика розрахунків уставок мікропроцесорних захистів трансформаторів понижувальної підстанції (ПС) 110/6 кВ (рис. 4.14). З метою уніфікації в роботі не вказані конкретні типи різних фірм мікропроцесорних захистів, а показані тільки позначення для певних функцій таких:

- R1 - поздовжній диференціальний захист;
 - N1 - максимальний струмовий захист на стороні ВН трансформатора і додаткові захисту пуску охолодження і блокування РПН;
 - N2 - максимальний струмовий захист на ввіді 6 кВ трансформатора і захист від перевантаження;
 - M1 - максимальний струмовий захист секційного вимикача 6 кВ.
- Крім цього, мікропроцесорні захисти передбачають:
- логічну тимчасову селективність з захистами суміжних приєднань;
 - функції пристрою резервування відмов вимикачів;
 - кілька груп уставок: основні та резервні уставки, які застосовуються в ремонтних режимах ПС (наприклад, ремонт Т2);
 - струмове відсічення трансформаторів, підключене до виносних трансформаторів струму, якщо диференційний захист приєднаний до вбудованих трансформаторів струму;
 - пуск АВР при зникненні напруги на секції;
 - АВР секційних вимикачів 110 і 6 кВ;
 - контроль напруги на резервному ввіді;
 - захист від замикання на землю в мережі 110 кВ;
 - сигналізацію замикання на землю в мережі 6 кВ;
 - відключення введення трансформатора при спрацьовуванні газового захисту трансформатора і РПН;
 - сигналізацію спрацьовування верхнього поплавка (чашечки) газового захисту трансформатора;
 - сигналізацію підвищення температури масла в трансформаторі;
 - дистанційне вмикання і вимикання вимикачів;
 - прискорення захисту при дистанційному включенні вимикачів;
 - АПВ вимикачів введення.

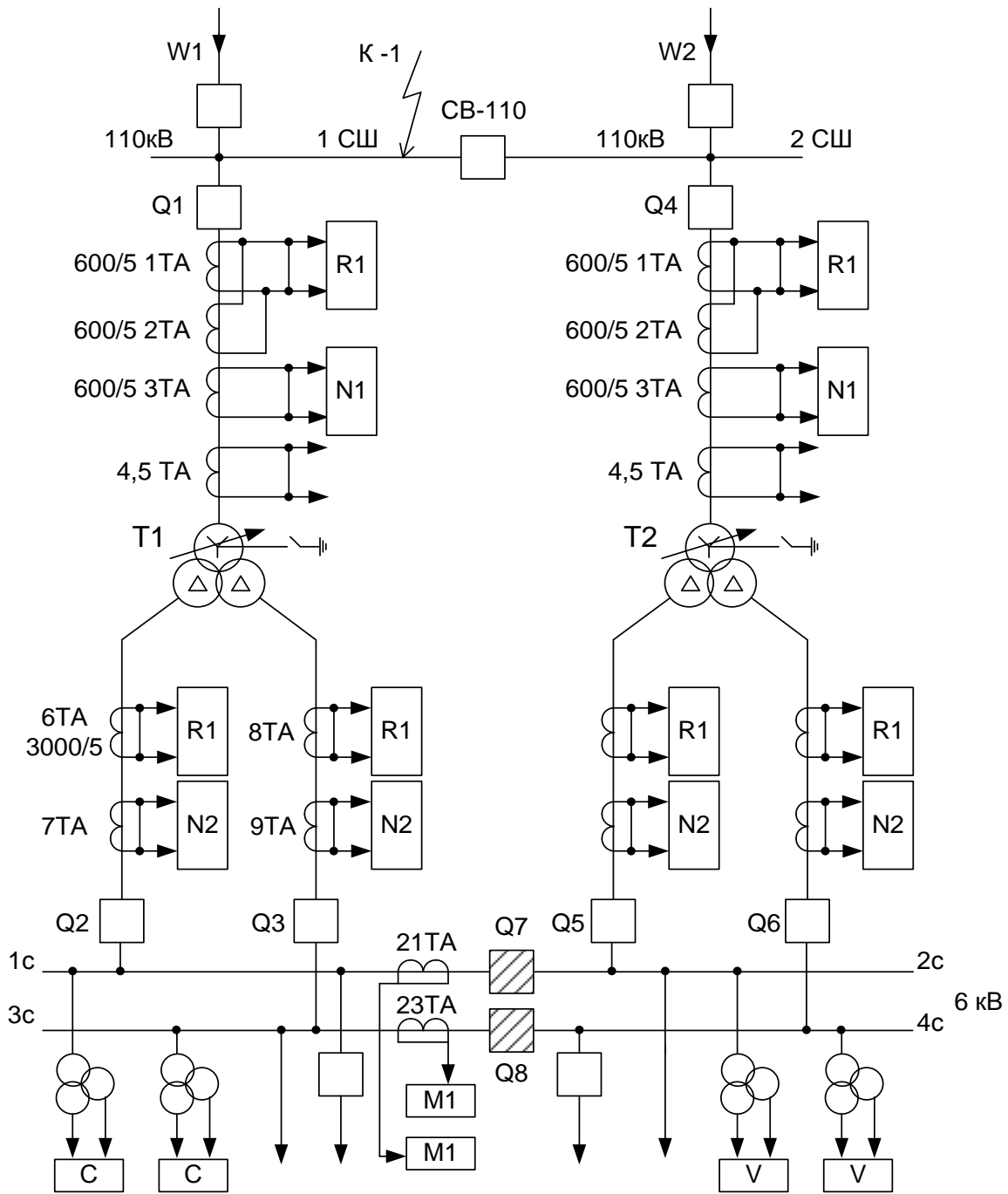


Рисунок 4.14 – Схема понижувальної підстанції

На понижувальній підстанції трансформатори: ТРДН-25/115±16% кВ/6,3кВ;

$U_{\text{к}}^{\%} = 9,84; 10,5; 11,72$, може бути відключена будь-яка W. Струми КЗ в К-1:

а) W1 и W2 включені: $I_{\text{max}}^{(3)} = 6 \text{ кА}$, $I_{\text{max}}^{(1)} = 4 \text{ кА}$;

б) в роботі W1: $I_{\text{min}}^{(3)} = 5 \text{ кА}$, $I_{\text{min}}^{(1)} = 3 \text{ кА}$;

в) в роботі W2: $I_{\text{min}}^{(3)} = 3 \text{ кА}$, $I_{\text{min}}^{(1)} = 2 \text{ кА}$.

Приклад 4.12 Розрахунок струмів пошкодження понижувальної підстанції.

Вихідні дані. На рис. 4.14 показана схема і вихідні дані підстанції.

Рішення. За заданими струмами КЗ на збірних шинах 110 кВ визначається опір системи для трифазного і однофазного КЗ в максимальному і мінімальному режимах:

– індуктивні опору прямої послідовності системи:

$$X_{1,Cmax} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{K-1,max}^{(3)}}, X_{1,Cmax} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 6} = 11 \text{ Ом},$$

$$X_{1,Cmin} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{K-1,min}^{(3)}}, X_{1,Cmin} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 3} = 22 \text{ Ом};$$

– результуючі індуктивні опору системи до струмів однофазного КЗ:

$$X_{одн,Cmax} = \frac{3U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{K-1,max}^{(1)}}, X_{одн,Cmax} = \frac{3 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 4} = 49,8 \text{ Ом},$$

$$X_{одн,Cmin} = \frac{3U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{K-1,min}^{(1)}}, X_{одн,Cmin} = \frac{3 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 2} = 99,6 \text{ Ом};$$

– опір нульової послідовності системи ($X_{1c} = X_{2c}$):

$$X_{o,Cmax} = X_{одн,Cmax} - X_{1,Cmax} - X_{2,Cmax},$$

$$X_{o,Cmax} = 49,8 - 2 \cdot 11 = 27,8 \text{ Ом},$$

$$X_{o,Cmin} = X_{одн,Cmin} - 2X_{1,Cmin}, X_{o,Cmin} = 99,6 - 2 \cdot 22 = 55,6 \text{ Ом},$$

$$X_{o,Cmin} = X_{одн,Cmin} - 2X_{1,Cmin}, X_{o,Cmin} = 99,6 - 2 \cdot 22 = 55,6.$$

За каталожними даними трансформатора обчислюються опор і струми КЗ за трансформаторами.

Напруги на стороні ВН:

$$U_{ВН\text{ ср}} = 115 \text{ кВ};$$

$$U_{ВНmin} = U_{ВН\text{ р}}(1 - \Delta U_{РПН}) = 115 \cdot (1 - 0,16) = 96,6 \text{ кВ};$$

$$U_{ВНmax} = U_{ВН\text{ р}} \cdot (1 + \Delta U_{РПН}) = 115 \cdot (1 + 0,16) = 133,4 \text{ кВ}.$$

У практичних розрахунках враховують умови:

$$U_{ВНmin} = 110 \text{ кВ}; U_{ВН\text{ ср}} = 115 \text{ кВ}; U_{ВНmax} = 126 \text{ кВ}.$$

Струм на стороні ВН:

$$I_{ВНmax} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3}U_{ВНmin}}, I_{ВНmax} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 132 \text{ А},$$

$$I_{ВН\text{ ср}} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3}U_{ВН\text{ ср}}}; I_{ВН\text{ ср}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 126 \text{ А},$$

$$I_{ВНmin} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3}U_{ВНmax}}, I_{ВНmin} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 126} = 115 \text{ А}.$$

Струм на стороні НН:

$$I_{НН\text{ ср}} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot 2U_{НН\text{ ср}}},$$

$$I_{НН\text{ ср}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 6,3} = 1147 \text{ А}.$$

Опор трансформатора в мінімальному положенні перемикача РПН:

$$X_{\text{трВНmin}} = \frac{U_{\text{ВНmin}}^2 U_{\text{кmin}}}{100S_{\text{тр}}}, X_{\text{трВНmin}} = \frac{9,84 \cdot 96,6^2}{100 \cdot 25} = 36,7 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{трВmin}} = 0,125 X_{\text{трВН}}, X_{\text{трВmin}} = 0,125 \cdot 36,7 = 4,6 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{трНmin}} = 1,75 \cdot X_{\text{трВНmin}}, X_{\text{трНmin}} = 1,75 \cdot 36,7 = 64,3 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{трmin}} = X_{\text{трВmin}} + X_{\text{трНmin}}, X_{\text{трmin}} = 4,6 + 64,3 = 68,9 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{трmin}} = \frac{U_{\text{ВНmin}}^2 U_{\text{кmin}}}{100S_{\text{тр}}/2}, X_{\text{трmin}} = \frac{9,84 \cdot 96,6^2}{100 \cdot 12,5} = 73,4 \text{ Ом}.$$

Опор трансформатора в середньому положенні перемикача РПН:

$$X_{\text{трВНср}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} = 55,5 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{трВср}} = 0,125 \cdot 55,5 = 6,9 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{трНср}} = 1,75 \cdot 55,5 = 97,2 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{трср}} = 6,9 + 97,2 = 104,1 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{трср}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 0,5 \cdot 25} = 111,1 \text{ Ом}.$$

Опор трансформатора при максимальному положенні перемикача РПН:

$$X_{\text{трВНmax}} = \frac{U_{\text{ВНmax}}^2 U_{\text{кmax}}}{100S_{\text{тр}}}, X_{\text{трВНmax}} = \frac{11,72 \cdot 126^2}{100 \cdot 25} = 74,4 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{трВmax}} = 0,125 \cdot X_{\text{трВНmax}}, X_{\text{трВmax}} = 0,125 \cdot 74,4 = 9,3 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{трНmax}} = 1,75 \cdot X_{\text{трВНmax}}, X_{\text{трНmax}} = 1,75 \cdot 74,4 = 130,2 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{трmax}} = 9,3 + 130,2 = 139,5 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{трmax}} = \frac{U_{\text{ВНmax}}^2 U_{\text{кmax}}}{100S_{\text{тр}}/2}, X_{\text{трmax}} = \frac{11,72 \cdot 126^2}{100 \cdot 0,5 \cdot 25} = 148,8 \text{ Ом}.$$

Максимальні значення струмів КЗ за трансформатором:

$$I_{\text{К-2,maxВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ВНср}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{1,\text{сmax}} + X_{\text{трmin}})}, I_{\text{К-2,maxВН}}^{(3)} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (11 + 68,9)} = 832 \text{ А}.$$

$$I_{\text{К-2,maxВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ВНср}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{1,\text{сmax}} + X_{\text{трmin}})}, I_{\text{К-2,maxВН}}^{(3)} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (11 + 73,4)} = 788 \text{ А};$$

$$I_{\text{К-2,maxНН}}^{(3)} = I_{\text{К-2,maxВН}}^{(3)} \frac{U_{\text{ВНср}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{РПН}})}{U_{\text{НН}}}$$

$$I_{\text{К-2,maxНН}}^{(3)} = 788 \cdot \frac{115 \cdot (1 - 0,16)}{6,6} = 11533 \text{ А}.$$

Коефіцієнт трансформації силового трансформатора:

$$K_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}}.$$

Для різних режимів РПН:

$$K_{\text{трmin}} = \frac{6,3}{96,6} = 0,065; K_{\text{трср}} = \frac{6,3}{115} = 0,055; K_{\text{трmax}} = \frac{6,3}{126} = 0,05.$$

Тоді, для умов першого варіанту:

$$I_{\text{К-2,maxНН}}^{(3)} = \frac{I_{\text{К-2,maxВН}}^{(3)}}{K_{\text{трmin}}} = \frac{832}{0,065} = 12800 \text{ А}.$$

Мінімальні значення струмів КЗ за трансформатором:

$$I_{\text{К-2,minВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ВНmax}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{1,\text{сmin}} + X_{\text{трmax}})}, I_{\text{К-2,minВН}}^{(3)} = \frac{133,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (22 + 139,5)} = 480 \text{ А};$$

$$I_{K-2, \min \text{HH}}^{(3)} = \frac{I_{K-2, \min \text{ВН}}^{(3)}}{K_{\text{трmax}}}, I_{K-2, \min \text{HH}}^{(3)} = \frac{480}{0,05} = 9600 \text{ А.}$$

Для умов другого варіанту:

$$I_{K-2, \min \text{ВН}}^{(3)} = \frac{126 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (22 + 148,8)} = 427 \text{ А};$$

$$I_{K-2, \min \text{HH}}^{(3)} = I_{K-2, \min \text{ВН}}^{(3)} \frac{U_{\text{ВНmax}}}{U_{\text{HH}}},$$

$$I_{K-2, \min \text{HH}}^{(3)} = 427 \cdot \frac{126}{6,3} = 8540 \text{ А.}$$

Приклад 4.13 Розрахунок самозапуску однієї секції після дії АВР.

Вихідні дані. Даний розрахунок необхідний для вибору уставок максимального струмового захисту живлячих елементів трансформаторної підстанції див. рис. 4.14):

- M1 - захист секційних вимикачів 6кВ;
- N2 - захист з боку НН трансформатора (введення);
- N1 - захист з боку ВН трансформатора.

Рішення. Розрахунки струмів самозапуску виконуємо за спрощеним методом вважаючи, що на даній підстанції загального призначення відсутня суттєва рухове навантаження. Тому реактанс попереднього навантаження складає $0,9Z_n$ (номінального опору навантаження), а який сам запускається - $0,35Z_n$. Також приймаємо, що на кожну секцію надходить струм рівний $0,7$ номінального струму боку 6 кВ трансформатора:

$$I_{\text{НС}} = 0,7 \cdot 1147 = 803 \text{ А.}$$

В результаті успішної роботи АВР секції (наприклад, АВР Q7, рис. 4.14) до попереднього навантаження секції 1с для трансформатора 1Т додається навантаження секції 3с, що самозапускається.

Для розрахунку самозапуску усі опори наводимо до напруги 6,3 кВ, також розрахунок виконуємо для крайнього положення перемикача РПН і максимального режиму підстанції. Коефіцієнт трансформації дорівнює

$$K_{\text{T}} = \frac{U_{\text{HHcp}}}{U_{\text{ВНmin}}}, K_{\text{T}} = \frac{6,3}{96,6} = 0,065.$$

Опір навантаження даної секції:

$$X_{\text{НС}} = \frac{U_{\text{HH}}}{(\sqrt{3}I_{\text{НС}})}, X_{\text{НС}} = \frac{6300}{(\sqrt{3} \cdot 803)} = 4,53 \text{ Ом.}$$

Опір попередньо включеного навантаження:

$$X_{\text{нагр}} = 0,9X_{\text{НС}}, X_{\text{нагр}} = 0,9 \cdot X_{\text{НС}} = 0,9 \cdot 4,53 = 4,08 \text{ Ом.}$$

Опір навантаження, що самозапускається:

$$X_{\text{СЗП}} = 0,35X_{\text{НС}}, X_{\text{СЗП}} = 0,35 \cdot 4,53 = 1,58 \text{ Ом.}$$

Опір системи щодо першої секції

$$X_{\text{С110}} = X_{1, \text{Сmax}, 110} + X_{\text{тр}, 110}, X_{\text{С110}} = 11 + 68,9 = 79,9 \text{ Ом.}$$

Наведене до напруги 6 кВ:

$$X_{\text{С6}} = X_{1, \text{Сmax}, 110} K_{\text{T}}^2, X_{\text{С6}} = 79,9 \cdot (0,065)^2 = 0,337 \text{ Ом.}$$

Через секційний вимикач Q7 протікає струм секції, що самозапускається

$I_{\text{п}}$, через вимикач Q2 (введення на секцію 1с) – струм навантаження $I_{\text{нагр}}$ і струм $I_{\text{СЗП}}$.

Загальний опір при самозапуску від 1Т (Q2):

$$X_{\text{СЗП } 1\text{T}} = X_{\text{С6}} + \left(\frac{X_{\text{нагр}} X_{\text{СЗП}}}{X_{\text{нагр}} + X_{\text{СЗП}}} \right);$$

$$X_{\text{СЗП}1\text{T}} = 0,337 + \frac{4,08 \cdot 1,58}{4,08 + 1,58} = 0,337 + 1,14 = 1,476 \text{ Ом.}$$

Сумарний струм на вимикачі Q2 при самозапуску навантаження Зс:

$$I_{\text{СЗПТ}} = I_{\text{нагр}} + I_{\text{СЗП}} = \frac{U_{\text{ННср}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{СЗП}1\text{T}}},$$

$$I_{\text{СЗПТ}} = \frac{6300}{1,73 \cdot 1,476} = 2467 \text{ Ом.}$$

Струм самозапуску від Зс:

$$I_{\text{СЗП}} = I_{\text{СЗПТ}} \cdot \frac{X_{\text{нагр}}}{X_{\text{нагр}} + X_{\text{СЗП}}}, \quad I_{\text{СЗП}} = 2467 \cdot \frac{4,08}{4,08 + 1,58} = 1778 \text{ А.}$$

Струм навантаження секції 1с:

$$I_{\text{нагр}} = I_{\text{СЗПТ}} - I_{\text{СЗП}}, \quad I_{\text{нагр}} = 2467 - 1778 = 688 \text{ А.}$$

Коефіцієнт самозапуску секції:

$$K_{\text{СЗП}} = \frac{I_{\text{СЗП}}}{I_{\text{НС}}}, \quad K_{\text{СЗП}} = \frac{1778}{803} = 2,21.$$

Залишкова напруга на секції 1с:

$$U_{\text{ЗАЛ}} = \frac{U_{\text{ННср}} \cdot \left(\frac{X_{\text{нагр}} X_{\text{СЗП}}}{X_{\text{нагр}} + X_{\text{СЗП}}} \right)}{X_{\text{СЗП}1\text{T}}} \text{ або } U_{\text{ЗАЛ}} = 0,77 U_{\text{НОМ}},$$

$$U_{\text{ЗАЛ}} = \frac{6300 \cdot 1,14}{1,476} = 4860 \text{ В.}$$

Дані розрахунків наведені на рис. 4.15.

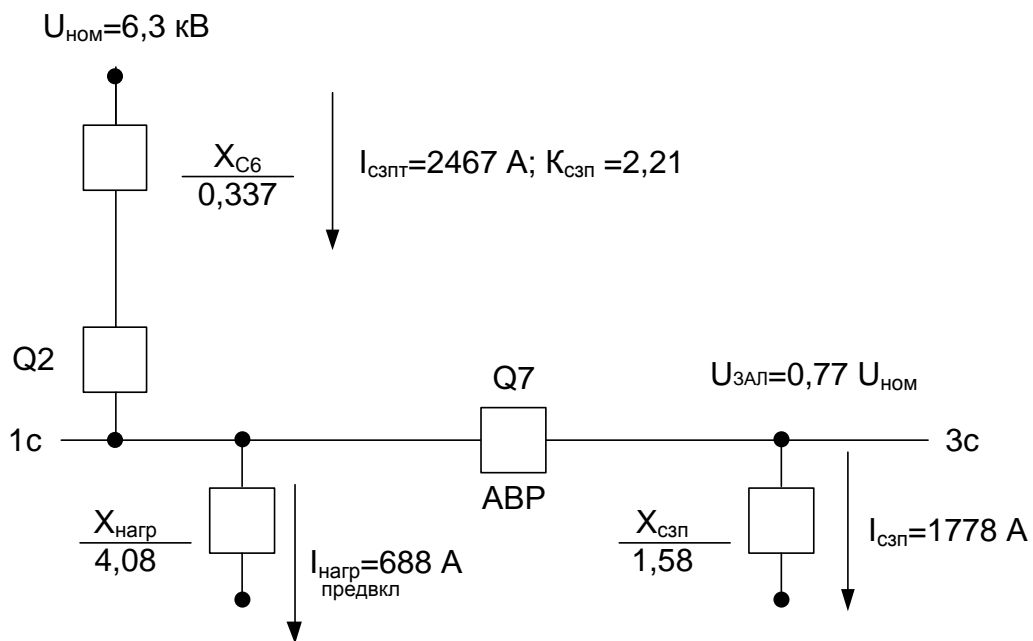


Рисунок 4.15 – Самозапуск однієї секції після дії АВР

Приклад 4.14 Розрахунок самозапуску однієї секції після відключення найближчого зовнішнього КЗ.

Вихідні дані: Самозапуск навантаження секції відбувається під час відновлення напруги на секції після відключення захистом трифазного КЗ на фідері, що відходить. Опір навантаження однієї секції $X_{НС} = 4,53$ Ом. Опір навантаження, що самозапускається $X_{сзп} = 1,58$ Ом. Опір системи і трансформатора $X_{сб} = 0,337$ Ом.

Рішення. Загальний опір при самозапуску:

$$X_{сзп1Т} = X_{сб} + X_{сзп},$$

$$X_{сзп1Т} = 0,337 + 1,58 = 1,917 \text{ Ом.}$$

Струм самозапуску:

$$I_{сзп1Т} = \frac{U_{НН\text{ ср}}}{\sqrt{3} \cdot X_{сзп1Т}}, I_{сзп\ 1Т} = \frac{6300}{1,73 \cdot 1,917} = 1900 \text{ А.}$$

Залишкова напруга на секції:

$$U_{ЗАЛ} = \frac{U_{НН\text{ ср}} \cdot X_{сзп}}{X_{сзп1Т}} \text{ або } U_{ЗАЛ} = 0,82 U_{НОМ},$$

$$U_{ЗАЛ} = \frac{6300 \cdot 1,58}{1,917} = 5192 \text{ В.}$$

Коефіцієнт само запуску:

$$K_{сзп} = \frac{I_{сзпТ}}{I_{НС}}, K_{сзп} = \frac{1900}{803} = 2,36.$$

Дані розрахунків наведені на рис. 4.16

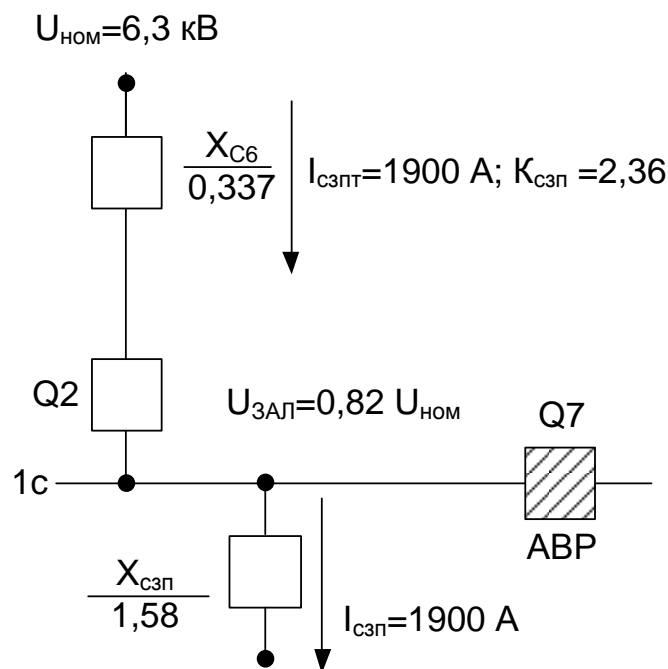


Рисунок 4.16 – Самозапуск однієї секції після відключення найближчого зовнішнього КЗ

Приклад 4.15 Розрахунок самозапуску двох секцій.

Вихідні дані. Самозапуск навантаження двох секцій (наприклад, 1с і 3с) можливий, коли один трансформатор в ремонті (наприклад, 2Т), його навантаження секції 3с приєднана через секційний вимикач Q7 до секції 1с і відключається трифазне КЗ на одному з фідерів навантаження

Рішення. Опір навантаження двох секцій:

$$X_{НС2} = \frac{U_{ННср}}{\sqrt{3} \cdot 2 I_{НС}}, X_{НС2} = \frac{6300}{(\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 803)} = 2,267 \text{ Ом.}$$

Опір двох секцій при самозапуску:

$$X_{СЗП2} = 0,35 X_{НС2}, X_{СЗП2} = 0,35 \cdot 2,267 = 0,79 \text{ Ом.}$$

Опір живлення:

$$X_{С6} = 0,337 \text{ Ом.}$$

Загальний опір при самозапуску:

$$X_{СЗП1Т} = X_{С6} + X_{СЗП2}, \\ X_{СЗП1Т} = 0,337 + 0,79 = 1,13 \text{ Ом.}$$

Струм самозапуску:

$$I_{СЗПТ} = \frac{U_{ННср}}{\sqrt{3} X_{СЗП1Т}}, I_{СЗПТ} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 1,13} = 3220 \text{ А.}$$

$$K_{СЗП} = \frac{I_{СЗПТ}}{2 I_{НС}}, K_{СЗП} = \frac{3220}{803 \cdot 2} = 2,0.$$

Залишкова напруга на секціях 1с и 3с:

$$U_{ЗАЛ} = \sqrt{3} X_{СЗП2} I_{СЗПТ} \text{ або } U_{ЗАЛ} = \frac{U_{ННср} \cdot X_{СЗП2}}{X_{СЗП1Т}},$$

$$U_{ЗАЛ} = 0,79 \cdot 3220 \cdot 1,73 = 4400 \text{ В;}$$

$$U_{ЗАЛ} = \frac{6300 \cdot 0,79}{1,13} = 4404 \text{ В.}$$

Дані розрахунків на рис. 4.17

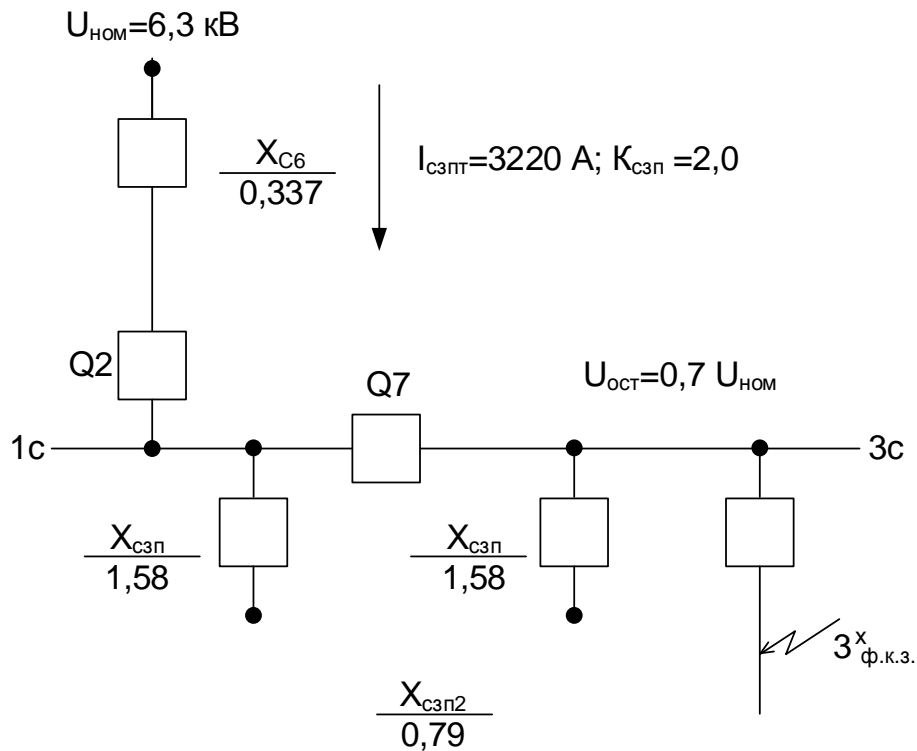


Рисунок 4.17 – Самозапуск двох секцій

Приклад 4.16 Вибір уставок захисту на секційному вимикачі.

Вихідні дані. На секційному вимикачі Q7 встановлюється максимальний струмовий захист М1 (МСЗ) з незалежною витримкою часу. Струм спрацьовування МСЗ вибирається, в загальному випадку, з урахуванням таких міркувань: відбудова від максимально можливого струму навантаження; узгодження захисту по струму з захистами попередніх елементів; забезпечення необхідної чутливості.

Рішення. Умова неспрацьовування захисту М1 після дії АВР Q7 (проходження струму самозапуску від секції 3с):

$$I_{C3} = K_{отс} I_{C3П}, I_{C3} = 1,2 \cdot 1778 = 2134 \text{ А.}$$

Умова узгодження за чутливістю з попереднім захистом найбільш навантаженого приєднання секції 3с:

$$I_{C3} = K_3 (I_{C3 \text{ наиб.приєд}} + I_{НС}), I_{C3} = 1,1 \cdot (600 + 803) = 1543 \text{ А.}$$

Умова неспрацьовування захисту (повернення) після відключення найближчого зовнішнього трифазного КЗ:

$$I_{C3} = \frac{K_{Н} \cdot K_{C3П}}{K_{В}} I_{НС}, I_{C3} = \frac{1,2 \cdot 2,0}{0,95} \cdot 803 = 2028 \text{ А.}$$

Приймаємо: $I_{C3} = 2200 \text{ А}$. Перевірка чутливості захисту виконується за двофазному КЗ в мінімальному режимі на стороні НН в основній зоні:

$$K_{ч} = \frac{I_{K-2, \text{ мин НН}}^{(2)}}{I_{C3}}, K_{ч} = \frac{\sqrt{3} \cdot 9600}{2 \cdot 2200} = 3,77 > 1,5.$$

Уставка захисту за часом:

$$t_{c3} = t_{c3 \phi} + \Delta t,$$

де $t_{c3 \phi}$ – витримка часу (максимальна) попереднього захисту фідера; Δt – ступень селективності за часом

$$t_{c3} = 1,0 + 0,3 = 1,3 \text{ с.}$$

Приклад 4.17 Вибір уставок захисту введення 6 кВ трансформатора.

Вихідні дані. Встановлюється максимальний струмовий захист N2 з незалежною витримкою часу.

Рішення. Умова неспрацьовування захисту N2 на вимикачі Q2 після дії АВР вимикачем Q7:

$$I_{C3} = K_{отс} \cdot (I_{нагр \text{ предвк}} + I_{C3П}), \\ I_{C3} = 1,2 \cdot (688 + 1778) = 2959 \text{ А.}$$

Умова узгодження по чутливості з захистом найбільш навантаженої лінії, що відходить від секції 1с:

$$I_{C3} = K_3 \cdot (I_{C3 \text{ л наиб}} + I_{НС}), \\ I_{C3} = 1,1 \cdot (600 + 803) = 1543 \text{ А.}$$

Умова узгодження по чутливості з захистом секційного вимикача:

$$I_{C3} = K_3 \cdot (I_{C3 Q7} + I_{нагр \text{ предвк}}), \\ I_{C3} = 1,1 \cdot (2200 + 668) = 3177 \text{ А.}$$

Приймаємо: $I_{C3} = 3200 \text{ А}$.

Умова неспрацьовування захисту після відключення зовнішнього КЗ при роботі трансформатора на дві секції 2с і 3с:

$$I_{C3} = 2 \frac{K_H \cdot K_{C3П}}{K_B} I_{HC}, I_{C3} = 2 \frac{1,2 \cdot 2,0}{0,95} \cdot 803 = 4057A;$$

$$I_{C3} = \frac{K_H}{K_B} I_{C3ПГ}, I_{C3} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 3220 = 4067A.$$

Приймаємо: $I_{C3}=4070$ А. Даний режим може враховуватися окремою уставкою. Перевірка чутливості захисту:

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{9600}{4070} = 2,04 > 1,5.$$

Уставка захисту за часом:

$$t_{C3} = 1,3 + 0,4 = 1,7 \text{ с.}$$

Дані розрахунків наведені на рис. 4.18.

Приклад 4.18 Вибір уставок захисту з боку 110 кВ трансформатора
Вихідні дані. Встановлюється максимальний струмовий захист N1 з незалежною витримкою часу (див. рис. 4.14).

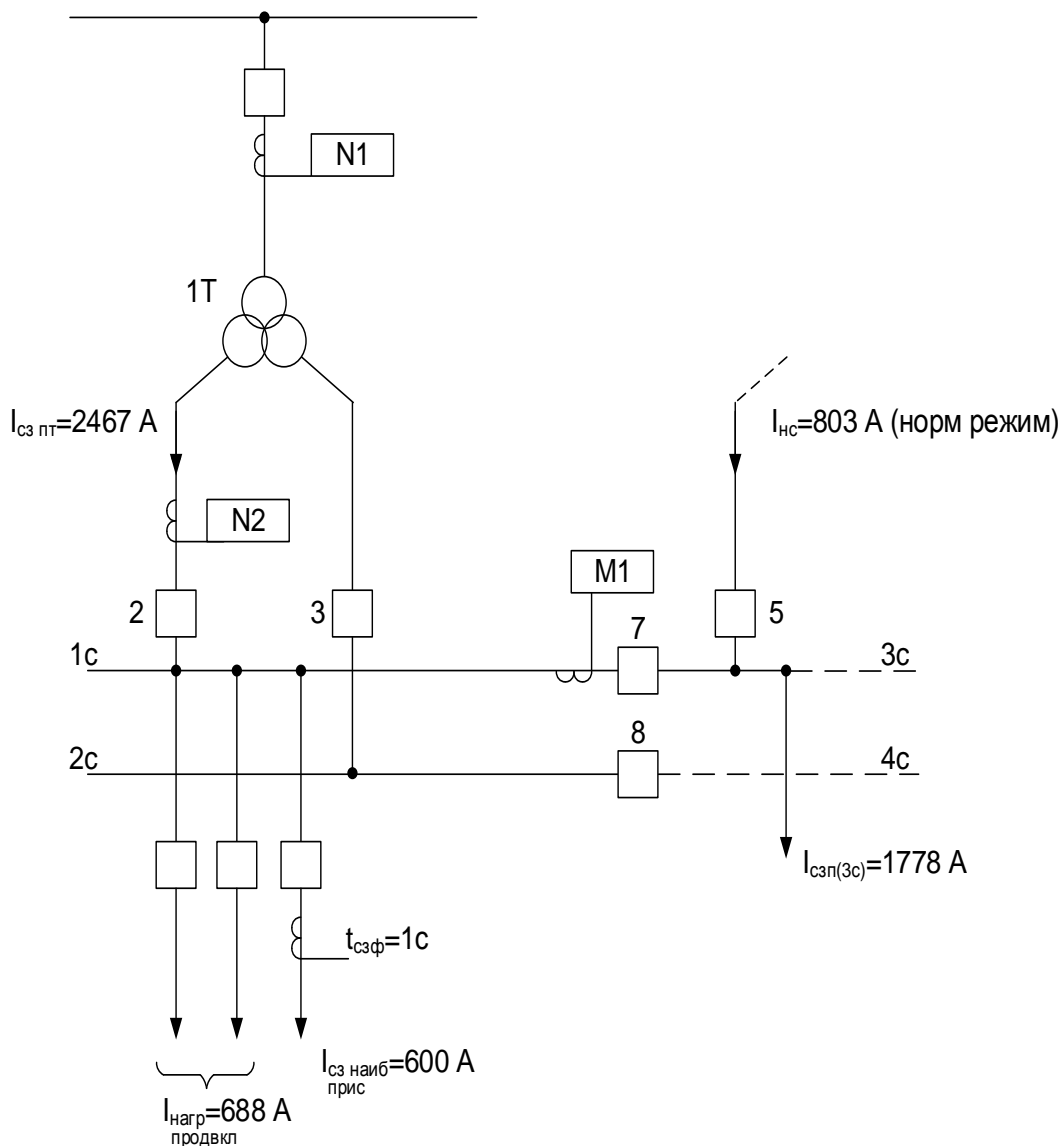


Рисунок 4.18 – Дані розрахунків для МСЗ

Рішення для умов відбудови від самозапуску навантаження при АВР, АПВ «зверху» (режим відновлення живлення трансформатора з двома секціями та з повним навантаженням) для мінімальної напруги з РПН.

Опір навантаження двох секцій:

$$X_{нс2} = \frac{U_{нн\ ср}}{\sqrt{3} \cdot 2I_{нс}}, X_{нс2} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 1147} = 1,59 \text{ Ом.}$$

Опір двох секцій при самозапуску:

$$X_{сзп2} = 0,35 \cdot X_{нс2}, X_{сзп2} = 0,35 \cdot 1,59 = 0,556 \text{ Ом.}$$

Опір двох секцій (наведено до 110 кВ):

$$X_{сзп2,110} = \frac{X_{сзп2}}{K_T^2}, X_{сзп2,110} = \frac{0,556}{0,065^2} = 131,6 \text{ Ом.}$$

Інша формула для розрахунку:

$$X_{сзп2,110} = 0,35 \cdot \frac{U_{вн\ мин}^2}{S_T}, X_{сзп2,110} = 0,35 \cdot \frac{96,6^2}{25} = 131 \text{ Ом.}$$

Опір прямої послідовності системи:

$$X_{1,с\ макс} = 11 \text{ Ом.}$$

Опір трансформатора для режиму мінімальної напруги з РПН:

$$X_{тр\ вн\ мин} = 36,7 \text{ Ом.}$$

Загальний опір при самозапуску:

$$X_{сзп\ 1T} = X_{1,с\ макс} + X_{тр\ вн\ мин} + X_{сзп2,110};$$

$$X_{сзп\ 1T} = 11 + 36,7 + 131,6 = 179,3 \text{ Ом.}$$

Струм самозапуску:

$$I_{сзп\ T} = \frac{U_{вн\ ср}}{\sqrt{3} \cdot X_{сзп\ 1T}},$$

$$I_{сзп\ T} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 179,3} = 371 \text{ А.}$$

Залишкова напруга (мінімальна напруга при самозапуску):

$$U_{ЗАЛ} = U_{сзп} = \frac{X_{сзп2,110}}{X_{сзп\ 1T}} \cdot U_T = \frac{131,6}{179,3} \cdot U_T = 0,73 \cdot U_T.$$

Струм уставки захисту за умовою неспрацьовування від струму самозапуску:

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot I_{сзп\ T}, I_{сз} = 1,2 \cdot 371 = 445 \text{ А.}$$

Умова узгодження по чутливості з захистом введення 6 кВ трансформатора з урахуванням коефіцієнту трансформації:

$$I_{сз} = K_3 \cdot K_T \cdot (I_{сз\ ввода} + I_{нс}), I_{сз} = 1,1 \cdot 0,065 \cdot (3200 + 1147) = 311 \text{ А.}$$

Приймаємо: $I_{сз} = 445 \text{ А.}$

Для перевірки чутливості захисту приймається $I_{к-2,мин}^{(3)} = 480 \text{ А}$, оскільки трансформатори струму боку ВН з'єднані в зірку і при двофазному КЗ за трансформатором Y/Δ - 11 струми КЗ на стороні ВН проходить у всіх трьох фазах і один з фазних струмів в два рази більше за інших, причому цей більший з струмів за значенням дорівнює току трифазного КЗ (так як кожна зі складових струму прямої і зворотній послідовності дорівнює половині фазного струму при трифазному КЗ):

$$K_ч = I_{к-2,мин}^{(3)} / I_{сз}, K_ч = 480 / 445 = 1,08 < 1,2.$$

Згідно ПУЕ, коефіцієнт чутливості повинен бути більше 1,2, отже захист не чутливий і необхідно застосувати блокування по напрузі або встановити інший захист – захист мінімального опору.

Уставка захисту за часом:

$$t_{сз} = t_{сз \text{ ввода}} + \Delta t, \quad t_{сз} = 1,7 + 0,4 = 2,1 \text{ с.}$$

Приклад 4.19 Вибір уставок максимального захисту з блокуванням за напругою.

Вихідні дані. Блокування по мінімальній напрузі застосовується для виявлення режимів самозапуску навантаження (відбудова захисту від самозапуску за величиною напруги) і, тим самим, можливості ігнорування струмів самозапуску для вибору уставок захисту по струму. Також доцільно блокування по напрузі встановити на сторонах НН і ВН трансформатора.

Рішення. Розрахунковим для умови вибору уставки по струму є її узгодження з струмом спрацьовування попереднього захисту.

Попереднім захистом є захист секційного вимикача СВ-6 кВ (Q7), якій відбудовується від струму 0,7 номінального навантаження секції з коефіцієнтом $K_{отс} = 1,5$.

$$I_{сз \text{ св}} = 0,7 K_{отс} \cdot I_{нн \text{ ср}}, \quad I_{сз \text{ св}} = 1,5 \cdot 0,7 \cdot 1147 = 1204 \text{ А.}$$

Друга умова: умова узгодження з попереднім захистом приєднання з урахуванням навантаження секції:

$$I_{сз \text{ св}} = K_3 \cdot (I_{сз \text{ наиб прис}} + I_{нс}), \quad I_{сз \text{ св}} = 1,1 \cdot (600 + 803) = 1543 \text{ А.}$$

Приймаємо: $I_{сз \text{ св}} = 1540 \text{ А.}$

Для захисту введення 6 кВ трансформатора теж дві умови: відбудова від номінального струму секції та узгодження із захистом СВ-6 кВ.

$$I_{сз \text{ ввода}} = 1,5 \cdot I_{нн \text{ ср}}, \quad I_{сз \text{ ввода}} = 1,5 \cdot 1147 = 1720 \text{ А;}$$

$$I_{сз \text{ ввода}} = K_3 \cdot (I_{сз \text{ св}} + 0,7 \cdot I_{нн \text{ ср}}), \quad I_{сз \text{ ввода}} = 1,1 \cdot (1540 + 0,7 \cdot 1147) = 2580 \text{ А.}$$

Приймаємо: $I_{сз \text{ ввода}} = 2600 \text{ А.}$

Для захисту на стороні 110 кВ приймаємо найбільший номінальний струм для мінімального положення перемикача РПН за довідковими даними:

$$I_{вн \text{ наиб}} = 150 \text{ А.}$$

Тоді, відбудова від номінального струму:

$$I_{сз \text{ 110}} = 1,5 \cdot I_{вн \text{ наиб}}, \quad I_{сз \text{ 110}} = 1,5 \cdot 150 = 225 \text{ А}$$

і відбудова по чутливості з захистом введення 6 кВ:

$$I_{сз \text{ 110}} = 1,1 \cdot (I_{сз \text{ ввода}} + I_{нн \text{ ср}}) \cdot K_T, \quad I_{сз \text{ 110}} = 1,1 \cdot (2600 + 1147) \cdot 0,065 = 268 \text{ А.}$$

Приймаємо: $I_{сз \text{ 110}} = 270 \text{ А.}$

Перевірка чутливості захистів:

$$K_{ч \text{ св}} = \frac{I_{к-2, \text{ мин нн}}^{(2)}}{I_{сз \text{ св}}}, \quad K_{ч \text{ св}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{9600}{1540} = 5,4;$$

$$K_{ч \text{ ввода}} = \frac{I_{к-2, \text{ мин нн}}^{(2)}}{I_{сз \text{ ввода}}}, \quad K_{ч \text{ ввода}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{9600}{2600} = 3,2;$$

$$K_{ч \text{ 110}} = \frac{I_{к-2, \text{ мин вн}}^{(2)}}{I_{сз \text{ 110}}}, \quad K_{ч \text{ 110}} = \frac{480}{270} = 1,78.$$

Як видно, уставки захистів відповідають нормам, що $K_{ч} \geq 1,2$.

Уставка блокування мінімальної напруги:

$$U_{сз} = \frac{U_{сзп\ мин}}{K_H \cdot K_B}, U_{сз} = \frac{0,7}{1,2 \cdot 1,05} \leq 0,555.$$

Приймаємо: $U_{сз} = 0,55$.

Результати розрахунків МСЗ зведені в табл. 4.4, в якій основним критерієм обраних уставок по струму без блокування мінімальної напруги були умови відбудови від самозапуску навантаження, а для уставок з блокуванням – умови узгодження по чутливості з попередніми захистами.

Таблиця 4.4 – Результати розрахунків МСЗ

Місце установки захисту	$U_{сзп}$, в.о.	Без блокування		З блокуванням	
		$I_{сз}$, А	$K_ч$	$I_{сз}$, А	$K_ч$
СВ	0,77	2200	3,77	1540	5,4
Введення 6 кВ	0,7	4070	2,04	2600	3,2
Введення 110 кВ	0,73	445	1,08	270	1,78

Приклад 4.20 Вибір додаткових струмових реле.

Рішення. Захист від перевантаження встановлюється на комплекті N2 з боку 6 кВ, так як потужність обмотки НН дорівнює половині потужності трансформатора на стороні ВН. Використовується другий струмовий орган N2.

Діє на сигнал через сигнальний орган N2 для виключення дії ПРВВ. Струм спрацьовування захисту:

$$I_{сзп} = \frac{K_H \cdot I_{нн\ ср}}{K_B}, I_{сзп} = \frac{1,05 \cdot 1147}{0,95} = 1270 \text{ А.}$$

Витримка часу повинна бути на ступінь більшою інших МСЗ. Як правило, для сигналізації встановлюється однакова для підстанцій витримка часу

$$t_{ср\ п} = 9 \text{ с.}$$

Уставка на реле N2 по струму:

$$I_{п} > \frac{I_{сзп}}{I_{н\ нн}}, I_{п} > \frac{1270}{3000} = 0,42.$$

Уставка за часом $t_{сигн} \geq 9$ сек.

Струмові реле для пуску охолодження трансформатора встановлюються з боку 110 кВ. Уставка дорівнює номінальному струму трансформатора за середнім положенням РПН: $I_{сз\ охл} = I_{вн\ ср} = 126 \text{ А}$. Уставка на реле

$$I_{охл} = 125/300 = 0,42.$$

Блокування РПН приймається по найбільшому току на стороні ВН:

$$I_{сз\ бл\ рпн} = I_{вн\ наиб} = 132 \text{ А.}$$

Уставка на реле $I_{бл\ рпн} = 132/300 = 0,44$.

Приклад 4.21 Визначення уставок захистів для трансформаторів понижувальної підстанції.

Рішення. В даному прикладі показано, як виглядають параметри уставок мікропроцесорних максимальних струмових захистів для трансформаторів підстанції (див. рис. 4.14).

Для МСЗ СВ (M1):

- уставка по струму $I > \frac{I_{сз}}{I_{н\ нн}}, I > \frac{1540}{3000} = 0,51;$
- уставка за часом $t = 1,3$ сек.;
- вид характеристики «незалежна»;
- уставка за напругою $U \leq 0,55.$

Для МТЗ ввода 6 кВ (N2):

- уставка по струму $I > \frac{I_{сз}}{I_{н\ нн}}, I > \frac{2600}{3000} = 0,87;$
- уставка за часом $t = 1,7$ сек.;
- вид характеристики «незалежна»;
- уставка за напругою $U \leq 0,55.$

Для МТЗ ввода 110 кВ (N1):

- уставка по струму $I > \frac{I_{сз}}{I_{н\ нн}}, I > \frac{270}{300} = 0,90;$
- уставка за часом $t = 2,1$ сек.;
- вид характеристики «незалежна»;
- уставка за напругою $U \leq 0,55.$

Уставки захистів для трансформатора понижувальної підстанції показані на рис. 4.19.

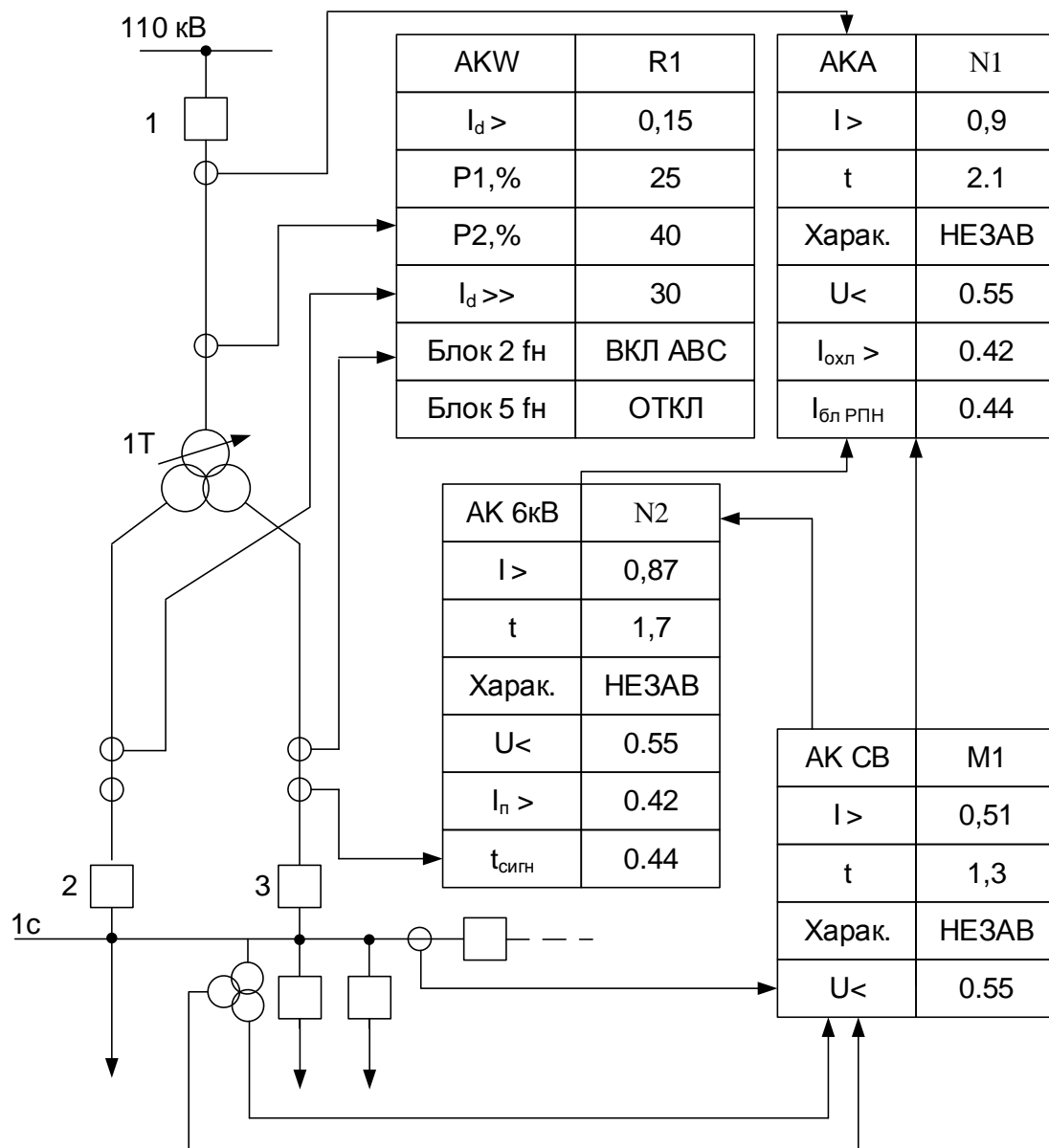


Рисунок 4.19 – Карта уставок захистів для трансформатора понижувальної підстанції

Контрольні запитання

- 1 Від яких порушень нормального режиму встановлюються захисту трансформаторів? Як ці захисту називаються і на що діють?
- 2 Поясніть вибір принципів основних захистів трансформаторів.
- 3 Поясніть вибір принципів резервних захистів трансформаторів.
- 4 Наведіть особливості режимів роботи трансформаторів, що впливають на дію релейного захисту. Відповідь поясніть прикладами.
- 5 Складіть і поясніть поєднану структурну схему двоступеневого струмового захисту трансформатора невеликої потужності. Як вибираються параметри захисту?
- 6 Поясніть методику розрахунку струмів і напруг в місці короткого

замикання електричної мережі та, наприклад, на нижчій стороні.

7 Як розраховуються струми в нейтралі трансформаторів?

8 Поясніть методику розрахунку диференційного захисту трансформатора енергоблоку.

9 Для чого в диференційних захистах встановлюються автотрансформатори струму?

10 На прикладі гальмової характеристики диференційного захисту трансформатора покажіть місцезнаходження режиму зовнішнього трифазного короткого замикання на стороні нижчої напруги трансформатора, режиму несинхронного АВР і мінімального режиму пошкодження в зоні захисту (режим двухфазного короткого замикання на виводах обмотки нижчої напруги трансформатора).

11 Які функції дистанційних захистів трансформаторів?

12 Напишіть і поясніть розрахункові формули для вибору уставок максимальних струмових захистів трансформаторів.

13 Як перевіряється чутливість струмових захистів трансформаторів?

14 Як впливає кидок струму намагнічення на вибір параметрів захистів трансформатора?

15 Які особливості захисту триобмоткових трансформаторів?

16 На прикладі структурної схеми розміщення захистів трансформатора поясніть їх дію при коротких замиканнях в різних точках.

17 Какие умови вибору параметрів струмового цифрового захисту на секційному вимикачі двохтрансформаторної підстанції?

18 Як розраховується уставка по струму максимального захисту трансформатора з блокуванням за напругою?

19 Поясніть принцип дії і вибір уставок релейного захисту тягового трансформатора метрополітену.

20 Як оформляються результати розрахунків уставок максимального струмового захисту без і з блокуванням мінімальної напруги для двохтрансформаторної підстанції.

21 Наведіть приклад карти уставок мікропроцесорних захистів трансформатора.

5 ЗАХИСТ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ

5.1 Класифікація систем електропостачання й електроспоживання

При розрахунку параметрів релейного захисту в системі електропостачання й електроспоживання розрізняють шість рівнів (рис. 5.1).

УР1 – окремі електроприймачі: пристрій (верстат) з багатодвигуновим електроприводом чи група електроприймачів, пов'язаних технологічно й територіально таких, що утворюють єдиний виріб, який характеризується паспортною потужністю.

УР2 – щити розподільчі напругою до 1 кВ змінного струму й до 1,5 кВ постійного струму, щити управління, розподільчі шафи, увідно–розподільчі пристрої, збірки, шинопроводи й магістралі.

УР3 – щит низької напруги трансформаторної підстанції 10(6)/0,4 кВ.

УР4 – шини розподільчої підстанції (РП) 10 (6) кВ.

УР5 – шини головної знижувальної підстанції (ГЗП) 10(6)кВ (наприклад, на рис.5.1. – це шини із увідними вимикачами 27Q, 28Q й секційним вимикачем 29Q, що має пристрій АВР.

УР6 – межі розділу підприємства й енергосистеми 110, 150, 220 кВ. Рівень зв'язаний лініями електропередач (наприклад, на рис.5.1 – це 1Л,2Л та ін.), які приєднані до джерел живлення енергосистеми: районним та вузловим підстанціям енергосистеми, розподільчим пристроям (РП) ТЕЦ, ТЕС, ГЕС, АЕС.

Рівні *УР4* й *УР5* відносяться до позацехового електропостачання. Мережі називають міжцеховими, а напруга – розподільчою (звичайно 10 кВ). Обслуговування *УР5* здійснюється цехом мереж і підстанцій, а *УР4* – виробничим електротехнічним персоналом технологічного цеху.

УР1, *УР2*, *УР3* обслуговуються електриками цехів.

Для великого підприємства число підстанцій *УР5* більше 5, а число підстанцій *УР4* що приходяться на одну ГЗП, більше 4. Кількість силових елементів для *УР3*, наприклад, трансформаторів, більше 50 (високовольтних двигунів та інших високовольтних приймачів у 1,5 – 2 рази більше).

На *УР2* – більше тисячі розподільчих шаф, щитів і панелей.

На *УР1* – тисячі електричних машин, електроджерел світла, електрозварювальних установок та ін.

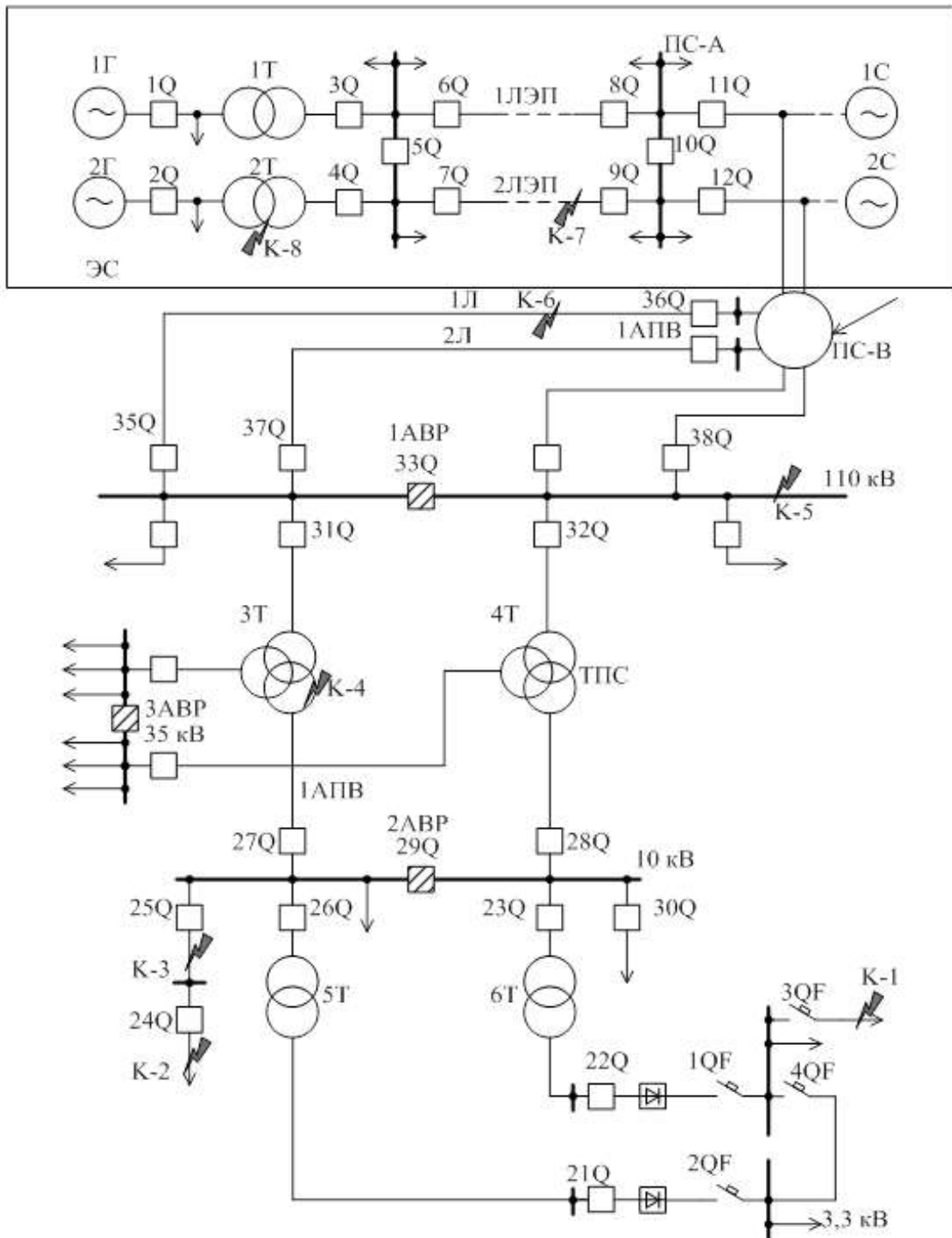


Рисунок 5.1 – Фрагмент системи електропостачання й електроспоживання

5.2 Вибір та розрахунок захистів електроустановок системи електропостачання

На рис. 5.2 в якості прикладу представлена розрахункова схема для 4 і 5 рівнів електропостачання промислового підприємства.

Електропостачання здійснюється живильними кабельними лініями від центральних пунктів ЦП1 і ЦП2 10 кВ із застосуванням АВР. У нормальному режимі секційний вимикач (СВ) 4 відключений.

Від центральних розподільчих пунктів (ЦРП) отримують живлення розподільчі пункти (РП) й цехові знижувальні трансформаторні пункти (ТП). Кабельні розподільчі мережі 10 кВ складаються з радіальних ліній малої протяжності.

Надійність електропостачання відповідальних споживачів електроенергії забезпечується за рахунок широкого використання пристроїв АВР. Згідно ПУЕ та іншої нормативної документації РЗ кабельних ліній 10 кВ виконується як від багатофазних КЗ, так і однофазних замикань на землю.

Захист від замикань на землю (з.н.з.) виконується у вигляді групового (контроль ізоляції) чи (і) індивідуального захисту із застосуванням трансформаторів струму нульової послідовності (ТСНП).

Захист від багатофазних КЗ зі сторони джерел живлення передбачається в двофазному виконанні (схема неповної зірки) у вигляді максимального струмового захисту (МСЗ).

Для захисту силових трансформаторів 10/0,4 кВ передбачаються наступні захисти:

- Струмове відсічення без витримки часу – від усіх видів КЗ на виводах трансформатора зі сторони живлення.

- Максимальний струмовий захист зі сторони живлення – від усіх видів КЗ на виводах і всередині трансформатора, а також від зовнішніх КЗ на шинах щита 0,4 кВ і на лініях 0,4 кВ, що відходять.

- Спеціальний струмовий захист нульової послідовності – від КЗ на землю в мережі 0,4 кВ, що працює із глухозаземленою нейтраллю.

- Дистанційний захист замість МСЗ, коли останній із пуском за напругою має низьку чутливість до віддалених зовнішніх КЗ.

Для розрахунку струмів короткого замикання в першу чергу необхідно визначити опори елементів, що знаходяться на шляху від ЦРП до точки короткого замикання. Розглядається схема електроустановок у відповідності з рис. 5.2.

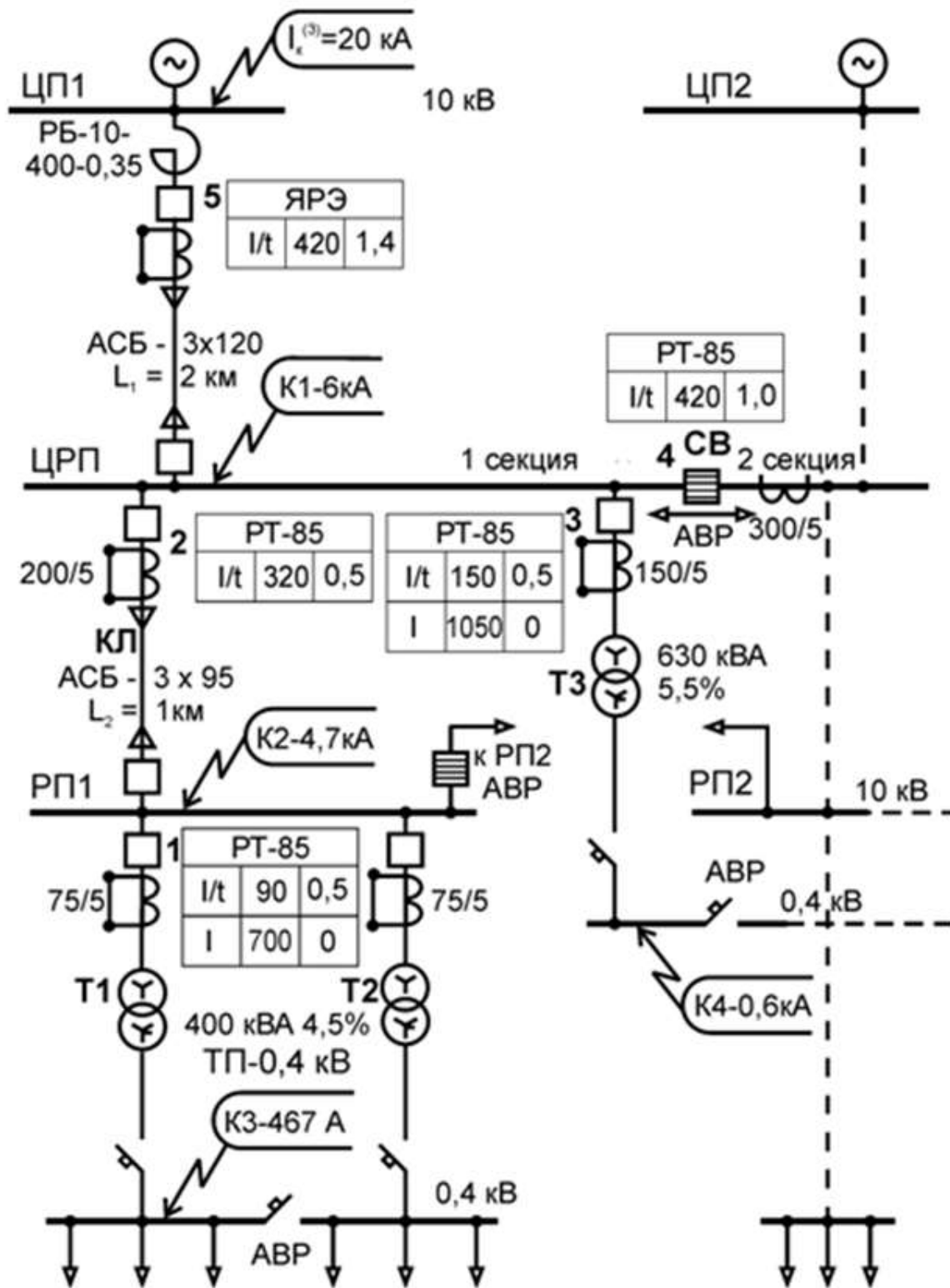


Рисунок 5.2 – Розрахункова схема

Опір системи визначиться як:

$$X_C = \frac{U_C}{\sqrt{3}I_K}$$

де U_c – напруга на шинах ЦП1, кВ; I_k – струм короткого замикання на шинах ЦР1, кА.

Розраховуються повні опори трансформаторів Т1, Т2:

$$Z_{T1} = Z_{T2} = \frac{U_k^{\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}},$$

де $U_k^{\%}$ – напруга короткого замикання трансформатора, %.

Визначаються опори кабельних ліній:

$$\begin{aligned} R_{Л1} &= R_{П1} \cdot L, \\ X_{Л1} &= X_{П1} \cdot L, \end{aligned}$$

де $R_{П1}$ та $X_{П1}$ – активний та індуктивний погонний опір кабельної лінії; L – довжина лінії

Сумарний опір до точки короткого замикання визначиться як:

$$Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2},$$

де R_{k1} та X_{k1} – активний та реактивний сумарний опір до точки короткого замикання.

Струми трифазного КЗ на шинах ЦРП (К1), РП1 (К2), 0,4 кВ Т1 (К3) і Т3 (К4):

$$I_k^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot Z_k}.$$

Вихідні дані для прикладів розрахунків наведені на схемі рис.5.2.

Приклад 5.1 Розрахунок струмів короткого замикання в мережі 10 кВ.

Рішення. За заданим струмом КЗ на шинах 10 кВ ЦП1 визначається опір системи:

$$X_c = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 20000} = 0,3 \text{ Ом.}$$

Визначаються опори інших елементів.

Реактор РБ–10–400–0,35: $X_p = 0,35$ Ом.

Кабельна лінія $L_1 = 2$ км, АСБ–3х120:

$$\begin{aligned} X_{П1} &= 0,081 \text{ Ом/км}; \\ R_{П1} &= 0,258 \text{ Ом/км}; \\ R_{Л1} &= 0,258 \cdot 2 = 0,516 \text{ Ом}; \\ X_{Л1} &= 0,081 \cdot 2 = 0,162 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Кабельна лінія $L_2 = 1$ км, АСБ–3х95:

$$\begin{aligned} X_{П2} &= 0,083 \text{ Ом/км}; \\ R_{П2} &= 0,326 \text{ Ом/км}; \\ R_{Л2} &= 0,326 \cdot 1 = 0,326 \text{ Ом}; \\ X_{Л2} &= 0,083 \cdot 1 = 0,083 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Повні опори трансформаторів Т1, Т2:

$$Z_{T1} = Z_{T2} = \frac{4,5 \cdot 10^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 400} = 11,25 \text{ Ом.}$$

Із довідників:

$$\begin{aligned} Z_{T1} &= Z_{T2} = 11,25 \text{ Ом}; \\ R_{T1} &= R_{T2} = 3,5 \text{ Ом}; \\ X_{T1} &= X_{T2} = 10,7 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Для ТЗ: $Z_{ТЗ} = 8,7 \text{ Ом}$; $R_{ТЗ} = 1,9 \text{ Ом}$; $X_{ТЗ} = 8,5 \text{ Ом}$.

Сумарний опір до К1:

$$\begin{aligned}R_{K1} &= 0,516 \text{ Ом}; \\X_{K1} &= 0,303 + 0,35 + 0,162 = 0,815 \text{ Ом}; \\Z_{K1} &= \sqrt{0,516^2 + 0,815^2} = 0,965 \text{ Ом}\end{aligned}$$

Сумарний опір до К2:

$$\begin{aligned}R_{K2} &= 0,516 + 0,326 = 0,842 \text{ Ом}; \\X_{K2} &= 0,815 + 0,083 = 0,898 \text{ Ом}; \\Z_{K2} &= \sqrt{0,516^2 + 0,815^2} = 0,965 \text{ Ом}.\end{aligned}$$

Сумарний опір до К3, К4:

$$\begin{aligned}R_{K3} &= 0,842 + 3,5 = 4,342 \text{ Ом}; \\X_{K3} &= 0,898 + 10,7 = 11,598 \text{ Ом}; \\Z_{K3} &= \sqrt{4,342^2 + 11,598^2} = 12,384 \text{ Ом}; \\R_{K4} &= 0,516 + 1,9 = 2,416 \text{ Ом}; \\X_{K4} &= 0,815 + 8,5 = 9,315 \text{ Ом}; \\Z_{K4} &= \sqrt{2,416^2 + 9,315^2} = 9,623 \text{ Ом}.\end{aligned}$$

Струми трифазного КЗ на шинах ЦРП (К1), РП1 (К2), 0,4 кВ Т1 (К3) і Т3 (К4):

$$\begin{aligned}I_{K1}^{(3)} &= \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 0,965} = 6000 \text{ А}; \\I_{K2}^{(3)} &= \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 1,23} = 4700 \text{ А}; \\I_{K3}^{(3)} &= \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 12,384} = 467 \text{ А}; \\I_{K4}^{(3)} &= \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 9,623} = 600 \text{ А}.\end{aligned}$$

Обчислені струми короткого замикання показані на розрахунковій схемі (див. рис. 5.2).

Захист трансформаторів системи внутрішнього електропостачання

Для трансформатора Т1, Т2 та Т3 (див. рис. 5.2) системи внутрішнього електропостачання приймається МСЗ з обмежено-залежною характеристикою витримки часу з використанням реле струму типу РТ–85.

Приклад 5.2 Розрахунок релейного захисту трансформатора розподільчого пункту.

Вихідні дані у відповідності з рис. 5.2.

Рішення. Обирається струм спрацьовування МСЗ на стороні 10 кВ (захист 1), виконаний за схемою неповної зірки з двома струмовими реле. Перша умова – умова неспрацьовування захисту після відключення з витримкою часу близького зовнішнього трифазного КЗ на приєднанні, що відходить, сторони 0,4 кВ:

$$I_{СЗ} = \frac{K_H \cdot K_{СЗП}}{K_B} I_{Р.М.},$$

де K_H – коефіцієнт надійності, приймається $K_H = 1,2$; $K_{СЗП}$ – коефіцієнт самозапуску, за умовою дорівнює $K_{СЗП} = 2,5$; K_B – коефіцієнт повернення реле, приймається $K_B = 0,8$; $I_{Р.М.}$ – робочий максимальний струм.

$$I_{P.M} = I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}},$$

$$I_{P.M} = I_{НОМ} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23 \text{ А.}$$

$$I_{C3} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,8} 23 = 90 \text{ А.}$$

Друга умова – умова неспрацьовування захисту після роботи АВР «знизу» на стороні 0,4 кВ:

$$I_{C3} = K_H (K_{C3П} \cdot I_{P.M,pez} + I_{P.M}),$$

де $I_{P.M,pez}$ – максимальний робочий струм секції 0,4 кВ, яка підключається до Т1 при спрацюванні АВР, приймається рівним $I_{P.M,pez} = 0,7I_{НОМ}$; $I_{P.M}$ – максимальний робочий струм Т1, приймається рівним $I_{P.M} = 0,7I_{НОМ}$.

$$I_{C3} = 1,2 (2,5 \cdot 0,7 \cdot 23 + 0,7 \cdot 23) = 68 \text{ А.}$$

Із двох умов приймається найбільше значення: $I_{C3} = 90 \text{ А.}$

Для відбудови від захисних характеристик автоматів на стороні 0,4 кВ час спрацьовування МСЗ у незалежній частині своєї характеристики приймається рівним 0,5 с.

Перевіряється чутливість МСЗ до двофазного КЗ в КЗ:

$$K_{ч} = \frac{\sqrt{3}}{2} * \frac{I_{КЗ}^{(3)}}{I_{C3}},$$

$$K_{ч} = \frac{\sqrt{3} \cdot 467}{2 \cdot 90} = 4,5.$$

Коефіцієнт чутливості повинен бути не менше 1,5, а ще краще не менше 2, щоб урахувати коротке замикання через перехідний опір дуги.

Обирається струм спрацьовування відсічки за умовою відбудови від КЗ за трансформатором Т1 у зоні попереднього захисту:

$$I_{Від} = K_H I_{КЗ}^{(3)},$$

$$I_{Від} = 1,5 \cdot 467 = 700 \text{ А.}$$

Друга умова для відсічки – відбудова від кидка струму намагнічування Т1:

$$I_{Від} = (4 \dots 5) I_{НОМ} = 5 \cdot 23 = 115 \text{ А.}$$

Із двох умов приймається $I_{Від} = 700 \text{ А.}$ Кратність відсічки $700/90 = 7,7$.

Коефіцієнт чутливості відсічки при двофазному КЗ в місці установки захисту:

$$K_{ч} = \frac{\sqrt{3} * 4700}{2 * 70} = 5,8$$

Чутливість відсічки відповідає вимогам ПУЕ. Підвищена чутливість відсічки необхідна для швидкого відключення КЗ на вводах 10 кВ і частково в самому трансформаторі. Обрані уставки захисту 1 показані на рис. 5.2.

Струм спрацьовування реле захисту 1:

$$I_{CP} = \frac{K_{CX}}{K_I} I_{C3},$$

$$I_{CP} = \frac{1 \cdot 90}{15} = 6 \text{ А.}$$

Приклад 5.3 Розрахунок релейного захисту трансформатора центрального розподільчого пункту.

Вихідні дані. Розрахунки захисту трансформатора ТЗ (див. рис.5.2) виконуються аналогічно прикладу 5.2.

Рішення. Номінальний струм трансформатора:

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}},$$

$$I_{НОМ} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,4 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування залежного елемента захисту за умовою неспрацьовування після відключення найближчого зовнішнього трифазного КЗ:

$$I_{СЗ} = \frac{K_H \cdot K_{СЗП}}{K_B} \cdot I_{P.M.},$$

$$I_{СЗ} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,8} \cdot 36,4 = 140 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування захисту за умовою неспрацьовування захисту після роботи АВР «знизу»:

$$I_{СЗ} = 1,2 (2,5 \cdot 0,7 \cdot 36,4 + 0,7 \cdot 36,4) = 110 \text{ А.}$$

Приймаємо $I_{СЗ} = 140 \text{ А}$ і час спрацьовування в незалежній частині 0,5 с.

Чутливість до двофазного КЗ за трансформатором:

$$K_{ч} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{600}{140} = 3,7.$$

Струм спрацьовування реле захисту 3:

$$I_{СР} = \frac{K_{СХ}}{K_1} \cdot I_{СЗ},$$

$$I_{СР} = \frac{1 \cdot 140}{30} = 4,6 \text{ А.}$$

Найближча уставка на реле РТ-85 дорівнює 5 А. Тоді $I_{СЗ} = 5 \cdot 30 = 150 \text{ А}$.

Струм спрацьовування відсічки:

$$I_{ВІД} = K_H \cdot I_{КЧ}^{(3)} = 1,6 \cdot 600 = 1000 \text{ А.}$$

Кратність відсічки $1000/150 = 6,67$. Найближча уставка кратності відсічки дорівнює 7. Тоді уставка відсічки:

$$I_{ВІД} = 7 \cdot 150 = 1050 \text{ А.}$$

Уставки захисту 3 (ТЗ) показані на рис. 5.2. Дані характеристики наведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Дані характеристики захисту 3

$K, \text{ в.о.}$	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5
$t_p, \text{ с}$	6	2,5	1,2	0,8	0,7	0,6	0,55	0,5	0,5
$I_K, \text{ А}$	150	225	300	375	450	525	600	675	750

Характеристика захисту показана на рис. 5.3, де: $K = I_p / I_{СР}$;

$I_K = K \cdot I_{СР} \cdot K_1 / K_{СХ}$, при $K_{СХ} = 1$; $I_K = K \cdot I_{СЗ}$.

Захист кабельних ліній ЦРП.

Для захисту кабельної лінії між ЦРП і РП (див. рис. 5.2) приймається МСЗ на реле РТ-85 за схемою неповної зірки.

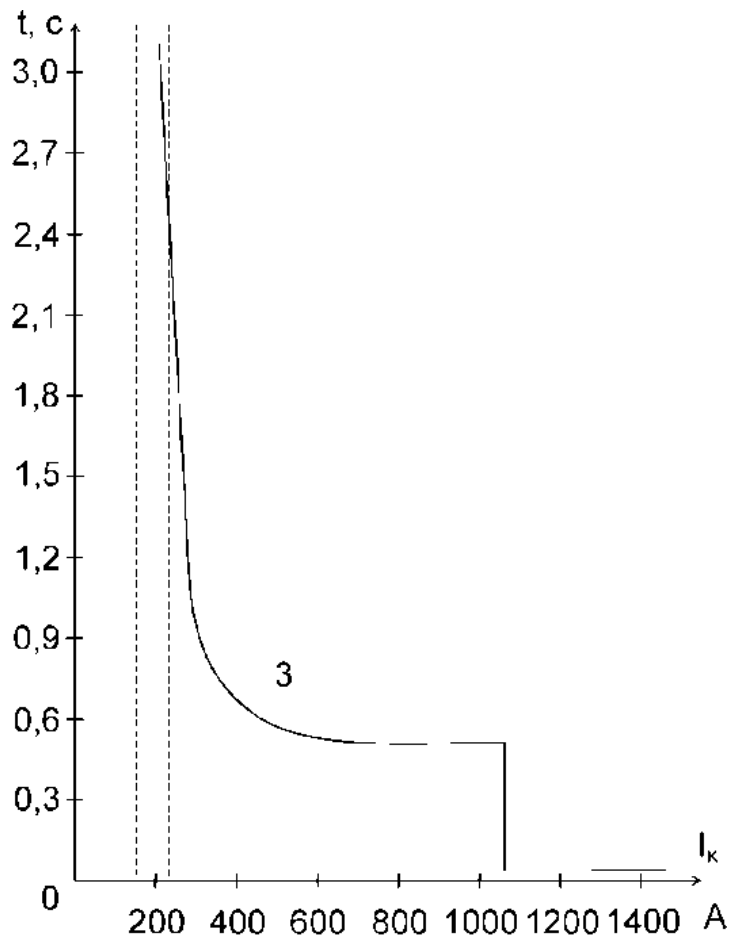


Рисунок 5.3 – Характеристика захисту трансформатора центрального розподільчого пункту

Приклад 5.4 Розрахунок релейного захисту кабельної лінії ЦРП.

Вихідні дані у відповідності з рис. 5.2.

Рішення. Розглядаються наступні умови вибору струму спрацьовування захисту.

Умова неспрацьовування захисту після відновлення живлення дією АВР «зверху» на ЦРП:

$$I_{C3} = K_H \cdot K_{C3П} \cdot I_{P.M.},$$

де $I_{P.M.}$ – максимальний робочий струм кабельної лінії, яка може жити два трансформатори РП1 й два трансформатори РП2 з навантаженням порядку 0,7 номінального режиму.

$$I_{C3} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,7 \cdot 23 \cdot 4 = 200 \text{ A.}$$

Умова повернення захисту (неспрацьовування) після відключення найближчого трифазного КЗ в зоні попереднього захисту (наприклад, захисту Т1). Кабельна лінія до зовнішнього КЗ живила чотири трансформатори РП1 і РП2 із завантаженням 0,7, а після відключення КЗ живить три трансформатори:

$$I_{C3} = \frac{K_H \cdot K_{C3П}}{K_B} \cdot I_{P.M.},$$

$$I_{C3} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,8} \cdot 0,7 \cdot 23 \cdot 3 = 182 \text{ A.}$$

Умова неспрацьовування захисту після дії АВР «знизу» на РП1, коли до навантаження РП1 приєднується навантаження РП2, що само запускається:

$$I_{C3} = K_H (K_{C3П} \cdot I_{P.M.pez} + I_{P.M.}),$$

$$I_{C3} = 1,2 (2,5 \cdot 0,7 \cdot 23 \cdot 2 + 0,7 \cdot 23 \cdot 2 \cdot 1,5) = 155 \text{ А.}$$

Із трьох умов приймаємо $I_{C3} = 200 \text{ А}$.

Кратність у відношенні до робочого максимального струму кабельної лінії, що захищається:

$$K = \frac{I_{C3}}{I_{P.M.}},$$

$$K = \frac{200}{0,7 \cdot 23 \cdot 4} = 3,1.$$

Перевіримо умову узгодження чутливості захисту 2 с попередніми захистами:

$$I_{C3\text{посл}} = K_{HC} (I_{C3\text{пред,макс}} + \sum_1^{N-n} I_{P.M.(N-n)}),$$

$$I_{C3\text{посл}} = 1,3 (90 + 0,7 \cdot 23 \cdot 3) = 180 \text{ А.}$$

Умова узгодження чутливості при обраній уставці ($I_{C3}=200 \text{ А}$) виконується.

$$I_{CP} = \frac{200 \cdot 5}{200} = 5 \text{ А}$$

Коефіцієнт чутливості в основній зоні:

$$K_{ч\text{ осн}} = \frac{I_{K2}^{(2)}}{I_{C3}},$$

$$K_{ч\text{ осн}} = \frac{0,865 \cdot 4700}{200} = 20,3.$$

Коефіцієнт чутливості в зоні резервування:

$$K_{ч\text{ рез}} = \frac{I_{K3}^{(2)}}{I_{C3}},$$

$$K_{ч\text{ рез}} = \frac{0,865 \cdot 467}{200} = 2.$$

Резервування захистом 2 КЗ за трансформатором Т1 забезпечується.

Визначається час спрацьовування захисту 2 з умови забезпечення ступеня селективності з МСЗ трансформатора Т1, котрий при кратності струму КЗ на шинах РП1 (К2), рівній $4700/90 = 52$, працює в незалежній частині характеристики, тобто з часом 0,5 с.

Але при струмі спрацьовування відсічки Т1 (700 А) захист 2 (кабельної лінії) також діє з мінімальною затримкою, порушуючи вимоги селективності. А тому, для захисту 2 повинна бути така характеристика спрацьовування, котра при струмі 700 А чи при кратності $700/200 = 3,5$ забезпечувала б час спрацьовування захисту 2 на 0,5 с більше, чим час спрацьовування захисту 1 при тому ж значенні струму КЗ, але при кратності $700/90 = 7,8$.

При цій кратності струму КЗ захист 1 уже працює в незалежній частині своєї характеристики, тобто з часом 0,5 с. Для захисту 2 при такому ж струмі час спрацьовування повинен бути:

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

$$t_2 = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с.}$$

Таким чином, захист 2 повинен мати характеристику з часом спрацьовування в незалежній частині 1 с.

Але, маючи запас чутливості в зоні резервування, можна знизити час спрацьовування захисту до 0,5 с за рахунок збільшення струму спрацьовування захисту, виходячи з мінімального значення коефіцієнта чутливості:

$$I_{C3} = \frac{\sqrt{3}}{2} * \frac{I_{K3}^{(3)}}{K_{ЧМин}},$$

$$I_{C3} = \frac{\sqrt{3} \cdot 467}{2 \cdot 1,2} = 320 \text{ А},$$

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{K_I},$$

$$I_{CP} = \frac{320}{40} = 8 \text{ А}.$$

При струмі спрацьовування відсічки Т1 (700 А) кратність струму в реле захисту 2 дорівнює $700/320 = 2,2$.

При такій кратності струму захист 2 спрацює з часом 1 с при обраній уставці за часом у незалежній частині 0,5 с.

На рис. 5.4 приведені характеристики захисту Т1 (1) й захисту кабельної лінії (2), а в табл.5.2-- їхні дані.

Таблиця 5.2 – Дані характеристик захистів 1 і 2

$K, \text{ в.о.}$	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5
$t_p, \text{ с}$	6	2,5	1,2	0,8	0,7	0,6	0,55	0,5	0,5
Характеристика захисту 1, трансформатора Т1									
$I_{K,1}, \text{ А}$	90	135	180	225	270	315	360	405	450
Характеристика захисту 2, кабельної лінії									
$I_{K,2}, \text{ А}$	320	480	640	800	960	1120	1280	1440	1600

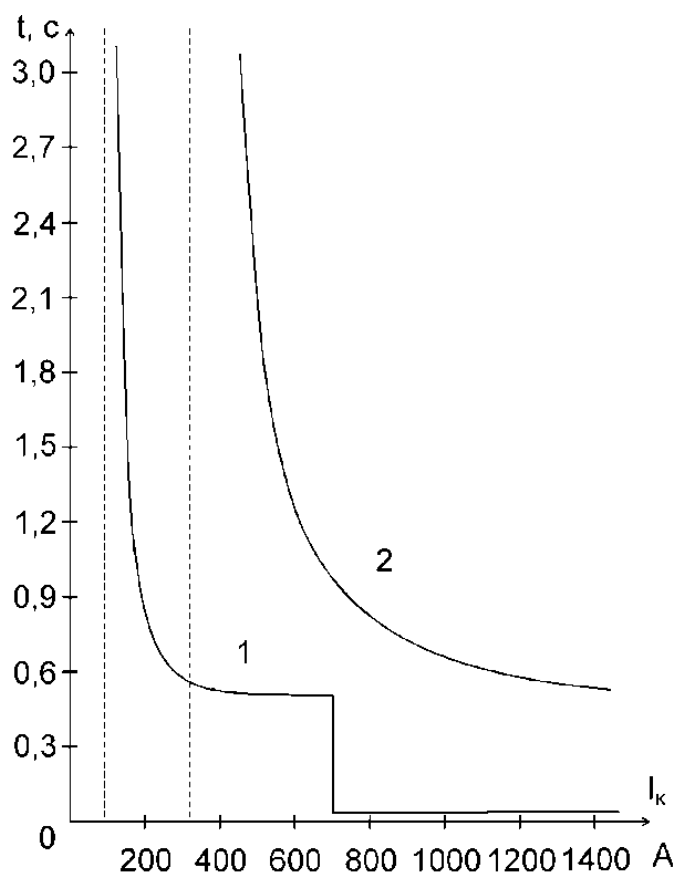


Рисунок 5.4 – Характеристики захистів 1 і 2

Приклад 5.5 Розрахунок релейного захисту кабельної лінії ЦП.

Вихідні дані. Захист радіальної кабельної лінії між ЦП1 — ЦРП (див. рис.6.2) виконується на реле типу ЯРЕ-2201. Часова струмова характеристика захисту – залежна.

Рішення. Максимальний робочий струм, що протікає через захист 5, може бути рівний сумі навантажень двох секцій ЦРП при включеному вимикачі 4 (чотири трансформатори 400 кВА і два по 630 кВА з коефіцієнтами завантаження 0,7):

$$I_{р.м.} = 0,7 (4 \cdot 23 + 2 \cdot 36,4) = 115 \text{ А.}$$

Умова відбудови від струму в лінії ЦП1 – ЦРП під час дії АВР чи АПВ на ЦП1:

$$I_{с3} = K_H K_{с3п} I_{р.м.},$$

$$I_{с3} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 115 = 350 \text{ А.}$$

Умова узгодження із захистом 4:

$$I_{с35} = K_H (I_{с34} + I_{р.м.ЦРП}),$$

$$I_{с35} = 1,3 (420 + 58) = 620 \text{ А.}$$

Як видно, при струмі спрацьовування 620 А захист 5 не резервує КЗ за трансформатором ТЗ, де струм КЗ дорівнює 600 А. У відповідності з ПУЕ, враховуючи часовий режим роботи ЦРП із включеними СВ, можна не узгоджувати між собою чутливість захистів 5 і 4. Тому з метою забезпечення далекого резервування захисту ТЗ приймаємо:

$$I_{C35} = I_{C34} = 420 \text{ А.}$$

Чутливість захисту в зоні резервування:

$$K_{\text{чрез}} = \frac{I_{K4}^{(2)}}{I_{C35}},$$

$$K_{\text{чрез}} \frac{0,865 \cdot 600}{420} = 1,23 > 1,2.$$

Обирається характеристика захисту 5 таким чином, щоб при максимальному значенні струму найближчого зовнішнього КЗ (6000 А – максимальний струм у зоні попереднього захисту) ступінь селективності між захистами 4 і 5 був не менше 0,4 с. При цьому відносне значення струму КЗ:

$$K = I_{K1} / I_{C35},$$

$$K = 6000/420 = 14,2.$$

Характеристика часу спрацьовування блоку МСЗ типу ЯРЕ-2201 відповідає формулі:

$$t = A \frac{0.14}{K^{0.02} - 1},$$

де t – розрахунковий час спрацьовування, с; A – масштабний коефіцієнт, що має діапазон регулювання від 0,05 до 1 ($\Delta A=0.05$); K – відносне значення (кратність) струму КЗ.

Визначається необхідний масштабний коефіцієнт A , щоб при $K = 14,2$ час був $t = 1,4$ с:

$$1,4 = A \frac{0.14}{14,2^{0.02} - 1}$$

тоді $A = 0,54$ і з округленням:

$$A = 0,05 \cdot 11 = 0,55.$$

При $A = 0,55$ за формулою розраховується характеристика захисту 5, яка подана в табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Дані характеристики захисту 5

К,в.о.	1,5	2	4	5	6	8	10	11	12	14,2	15
t , с	9,6	5,5	2,8	2,4	2,1	1,83	1,64	1,61	1,5	1,4	1,4
$I_{K,5}$, А	630	840	1680	2100	2520	3360	4200	4620	5040	6000	6300

Захист секційного вимикача на ЦРП.

Для захисту секційного вимикача на центральному розподільчому пункті (див. рис. 5.2) приймається МСЗ з обмежено-залежною характеристикою витримки часу з використанням реле струму типу РТ–85.

Приклад 5.6 Розрахунок релейного захисту секційного вимикача на центральному розподільчому пункті.

Вихідні дані. Обирається струм спрацьовування МСЗ 4, встановленої на секційному вимикачі ЦРП.

Рішення. Максимальний робочий струм, що протікає через захист 4, може бути рівний сумі струмів навантаження двох трансформаторів по 400 кВА й одного потужністю 630 кВА з урахуванням коефіцієнта завантаження 0,7:

$$I_{P.M.} = 0,7 (2 \cdot 23 + 36,4) = 58 \text{ А.}$$

Умова неспрацьовування під час дії АВР на секційному вимикачі СВ:

$$I_{C3} = K_H \cdot K_{C3П} \cdot I_{P.M},$$

$$I_{C3} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 58 = 175 \text{ А.}$$

Умова узгодження за чутливістю із захистом 2:

$$I_{C34} = K_H (I_{C32} + 0,7I_{T3}),$$

$$I_{C34} = 1,3 (320 + 0,7 \cdot 36,4) = 450 \text{ А.}$$

Найближча уставка для реле захисту 4 дорівнює 7 А, для струму спрацьовування захисту (первинний струм):

$$I_{C34} = I_{CP4} K_I,$$

$$I_{C34} = 7 \cdot 300 / 5 = 420 \text{ А.}$$

Чутливість захисту 4:

$$K_{Чосн} = \frac{\sqrt{3}I_{K1}^{(3)}}{2I_{C34}}, K_{Чосн} = \frac{\sqrt{3} \cdot 6000}{2 \cdot 420} = 12,3;$$

$$K_{Чрез1} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{K2}^{(3)}}{2 \cdot I_{C34}}, K_{Чрез1} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4700}{2 \cdot 420} = 9,6;$$

$$K_{Чрез2} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{K4}^{(3)}}{2 \cdot I_{C34}}, K_{Чрез2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 600}{2 \cdot 420} = 1,23.$$

Як видно, обрана уставка захисту 4 відповідає вимогам ПУЕ.

Витримка часу спрацьовування захисту 4 обирається за умовою узгодження із захистом 2, на ступінь селективності 0,5 с вище у своїй незалежній частині згідно з рис. 5.5. Дані характеристики наведені в табл.5.4.

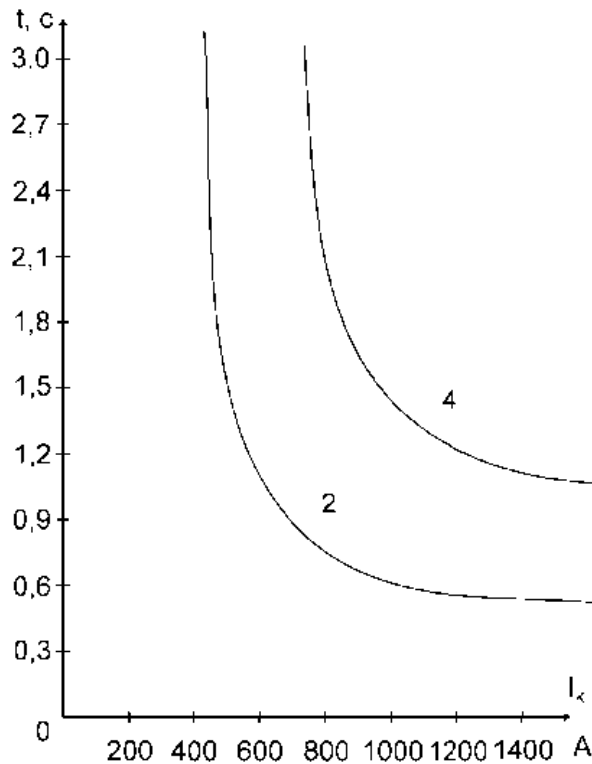


Рисунок 5.5 – Характеристики захистів 2 і 4

Таблиця 5.4 – Дані характеристики захисту 4

$K, \text{в.о.}$	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4
$t_p, \text{с}$	9	4	2	1,5	1,2	1	1
$I_{K4}, \text{А}$	420	630	840	1050	1260	1470	1680

Узгодження спільної роботи захистів електрично пов'язаної системи електропостачання визначається вищою вимогою – селективністю (вибірковістю). Селективність – це властивість релейного захисту визначати місце ушкодження (пошкоджену електроустановку) і відключати в першу чергу тільки пошкоджену ЕУ від решти неушкоджених частин електричної мережі. Ознаки (показники), за якими визначається ушкоджена електроустановка (місце пошкодження): значення струму, напруги, опору, потужності і тривалості пошкодження; порівняння значень зазначених параметрів, логічне порівняння сигналів від взаємопов'язаних електроустановок.

Приклад 5.7 Узгодження характеристик захистів елементів системи електропостачання.

Вихідні дані. В табл. 5.5 представлені характеристики захистів, де:

$$K = I_p / I_{CP}; I_K = K \cdot I_{CP} \cdot K_I / K_{CX}, \text{ при } K_{CX} = 1: I_K = K I_{C3}.$$

Таблиця 5.5 – Дані характеристик реле й захистів

K	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	6
Реле РТ – 80 з часом 0,5 с у незалежній частині										
$t_p, \text{с}$	6	2,5	1,2	0,8	0,7	0,6	0,55	0,5	0,5	0,5
Реле РТ – 80 з часом 1,0 с у незалежній частині										
$t_p, \text{с}$	9	4	2	1,5	1,2	1	1	1	1	1
Захист Т1 (P3 - 1)										
$I_K, \text{А}$	90	135	180	225	270	315	360	405	450	540
Захист КЛ (P3 - 2)										
$I_K, \text{А}$	320	480	640	800	960	1120	1280	1440	1600	1920
Захист Т3 (P3 - 3)										
$I_K, \text{А}$	150	225	300	375	450	525	600	675	750	900
Захист СВ (P3 - 4)										
$I_K, \text{А}$	420	630	840	1050	1260	1470	1680	1890	2100	2520

Рішення. На рис. 5.6 дана карта селективності обраних захистів, з якої видно, як узгоджуються за струмом і часом спрацьовування наступні й попередні захисти:

- Характеристика 1 – захист Т1, виконаний на реле РТ-85.
- Характеристика 2 – захист кабельної лінії ЦРП – РП1 (реле РТ-85).
- Характеристика 3 – захист Т3 (реле РТ-85).
- Характеристика 4 – захист на секційному вимикачі ЦРП (реле РТ-85).
- Характеристика 5 – захист кабельної лінії ЦП1 – ЦРП (реле ЯРЕ-85).

Як видно, селективність, яка вимагається правилами (ПУЕ), забезпечується в усіх аварійних і післяаварійних режимах.

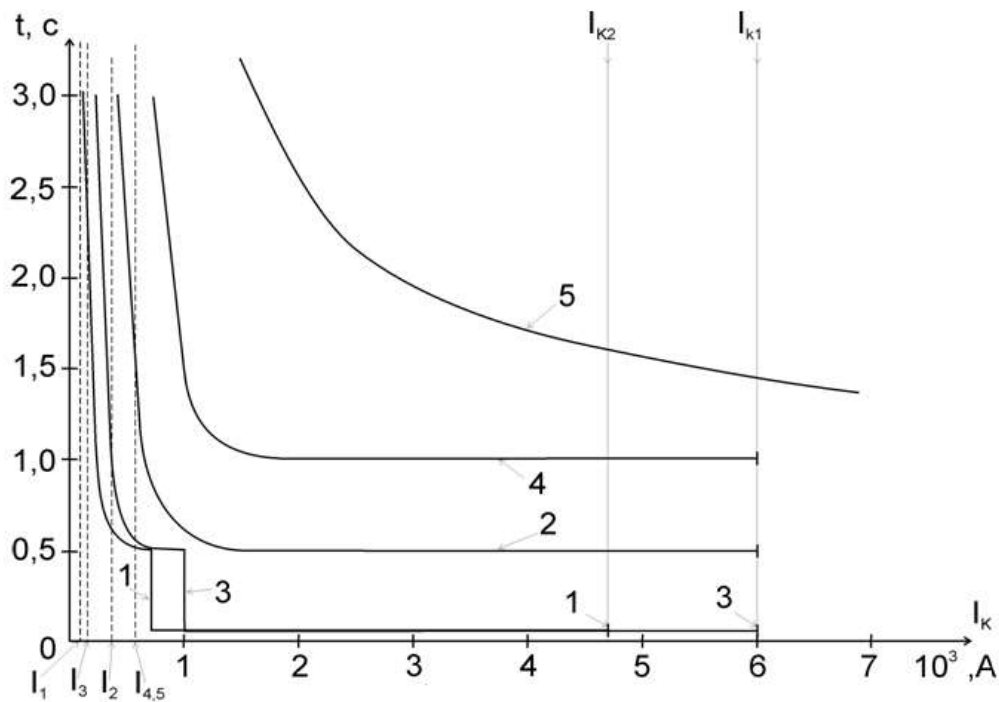


Рисунок 5.6 – Карта селективності захистів

5.3 Вибір і розрахунок захистів електродвигунів

Для високовольтних електродвигунів необхідні наступні види захистів у залежності від призначення й потужності електродвигунів.

- Максимальний струмовий захист від багатозафазних коротких замикань (без витримки часу), струмове відсічення (СВ).
- Диференційний струмовий захист від коротких замикань (без витримки часу), диференційна відсічка (ДфЗ).
- Максимальний струмовий захист від виткових замикань в обмотці статора.
- Захист від замикань на землю в обмотці статора й живильної мережі (ЗЗНЗ).
- Максимальний струмовий захист від подвійних замикань на землю (одна точка в обмотці статора, а інша – в іншій фазі мережі, що прилягає).
- Максимальний струмовий захист із витримкою часу від перевантаження (ЗП).
- Максимальний струмовий захист із залежною витримкою часу (за принципом теплової моделі електродвигуна).
- Захист від несиметричних режимів живлення електродвигуна (ЗНР).
- Захист мінімальної напруги.
- Максимальний струмовий захист із витримкою часу від блокування ротора електродвигуна, задачею захисту є убезпечення двигуна від перевантаження зі сторони приводної двигуном машини, котра може викликати зупинку електродвигуна.

– Максимальний струмовий захист від неприпустимо тривалого пуску, задачею цього захисту є забезпечення двигуна від наслідків пуску, що затягнувся.

– Захист від багатократного пуску, захист забезпечує двигун від наслідків багатократних пусків, що наступають у коротких відрізках часу.

Для синхронних електродвигунів додатково передбачаються: захист від асинхронного режиму, захист від втрати живлення й захист від несинхронного включення. У синхронному режимі ротор електродвигуна обертається синхронно з магнітним полем статора. При випадінні електродвигуна із синхронізму виникає режим з асинхронним обертанням ротора з кутовою частотою. Недоліки: ковзання ротора створює вихрові струми в бочці ротора та, як наслідок, місцеві нагріви бандажних колець, зубців ротора й сталі статора, тобто перегрів обмоток ротора й статора; коливання струму обмотки статора й поява змінної складової у струмі ротора; виникнення вібрації електричної машини; асинхронний режим синхронного електродвигуна потужністю 10 – 20 МВт може призвести до хитань у живильній електричній мережі. Асинхронний режим виникає при значному зменшенні електричного моменту обертання електродвигуна. Наприклад, при: порушенні стійкої роботи живильної електричної системи, близьких зовнішніх коротких замикань через посадку напруги, втрату живлення синхронного електродвигуна (напруга стає нижче $U_{кр}=0,5 \div 0,6 U_n$), втрату збудження ротора, значних механічних перевантаженнях на валу синхронного електродвигуна, що викликає проковзування ротора відносно поля статора, а тоді синхронний електродвигун виходить із синхронізму. Для захисту синхронного електродвигуна від асинхронного режиму застосовуються дві групи захистів.

Перша група – фіксація асинхронного режиму по виходу внутрішнього кута (кута вильоту) за граничне значення чи по його періодичній зміні.

Друга група (непряма інформація):

- збільшення струму статора;
- поява змінної складової у струмі ротора;
- зміна знака реактивної потужності синхронного електродвигуна;
- зміна фазового кута (кута навантаження);
- зміна опору синхронного електродвигуна.

Несинхронне включення синхронного електродвигуна можливе при короткочасній втраті живлення після дії автоматичного повторного включення чи автоматичного включення резерву. Цей режим небажаний для збудженого синхронного електродвигуна, оскільки зменшується успішна ресинхронізація (втягування в синхронізм).

Приклад 5.8 Традиційна схема управління й захисту асинхронного електродвигуна.

Рішення. Термін «традиційна» означає використання звичайних електромеханічних технічних засобів, реле захистів. На рис. 5.7 подана

пояснююча схема підключення захистів електродвигуна 6 кВ до ланцюгів змінного струму.

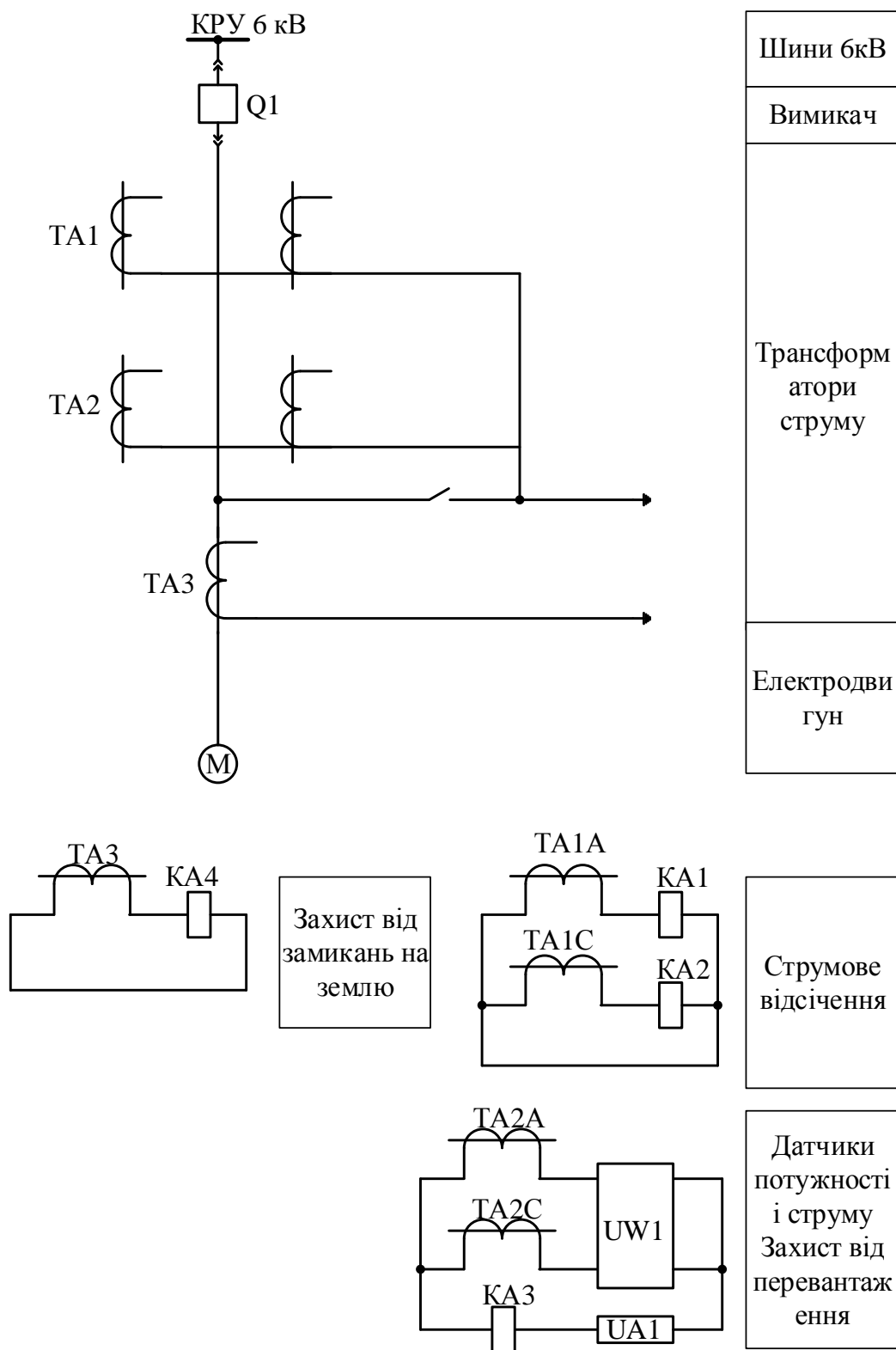


Рисунок 5.7 – Пояснююча схема підключення захистів електродвигуна 6 кВ (ланцюги змінного струму)

Максимальний струмовий захист від багатофазних коротких замикань без витримки часу, струмове відсічення (СВ) з вимірювальними струмовими органами *КА1* і *КА2* приєднана до трансформаторів струму двох фаз *ТА1А* і *ТА1С* за двофазною, дворелейною схемою (схемою неповної зірки).

Максимальний струмовий захист із витримкою часу від перевантаження (ЗП) з вимірювальним струмовим органом *КА3* включений у зворотний дріт схеми неповної зірки з трансформаторами струму *ТА2А* й *ТА2С*.

Захист від замикань на землю в обмотці статора й кабельної мережі (ЗЗНЗ) з вимірювальним струмовим органом *КА4* підключений до кабельного трансформатора струму нульової послідовності (ТСНП) –*ТА3*.

У схемі управління й захистів електродвигуна (ланцюги оперативного струму) на рис. 5.8 показані контакти вказаних захистів, що діють на відключення вимикача *Q1* електродвигуна за допомогою електромагніту відключення *УАТ1*.

При спрацюванні струмового реле захисту СВ замикається контакт реле *КА1* чи *КА2* (чи два разом у залежності від виду міжфазного короткого замикання) й через вказівне реле *КН2* заживляється від «+» шинки управління *ЕС* оперативного струму (подано в табл. 5.6) вихідне проміжне реле *KL1*.

При спрацюванні вихідного проміжного реле *KL1* замикається його контакт і тим самим створюється ланцюг заживлення від «+» шинки управління *ЕС* оперативного струму на обмотку електромагніту відключення *УАТ1*.

Таким же чином працює максимальний струмовий захист із витримкою часу від перевантаження. Витримка часу створюється за допомогою реле часу *КТ1*.

До складу захисту від замикань на землю в обмотці статора й кабельної мережі (ЗЗНЗ) входять: напівпровідникове чутливе струмове реле *КА4* типу РТЗ-51 і вказівне реле *КН4* в мережі вихідного проміжного реле *KL1*.

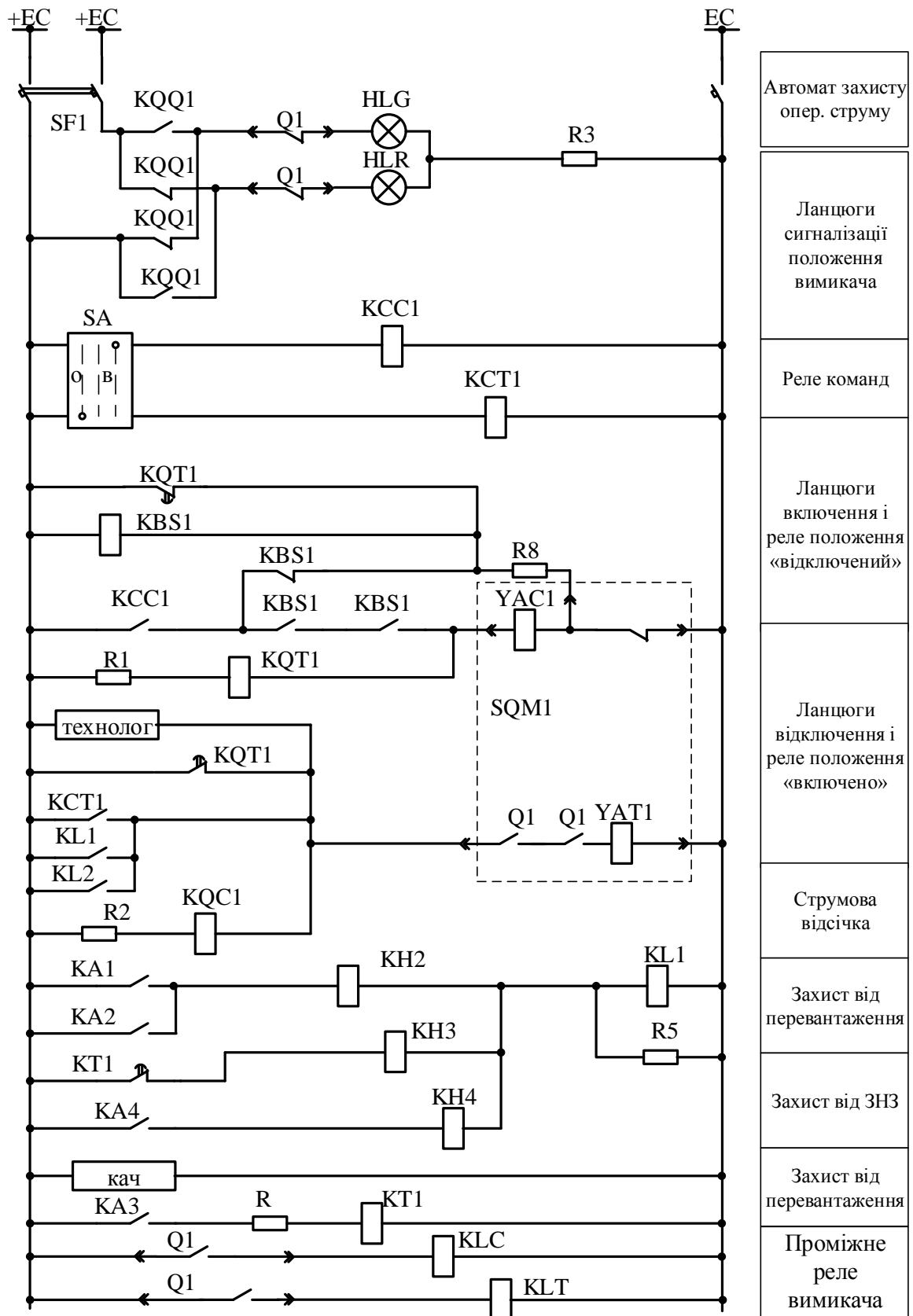


Рисунок 5.8 – Схема управління й захистів електродвигуна (ланцюги оперативного струму)

Таблиця 5.6 – Умовні позначки. Шинки управління й сигналізації

EY	Шинки живлення приводів вимикача
ES	Шинки управління
+EP	Шинка «мигання» ламп сигналізації положення вимикачів
+EPД	Шинка зйому «мигання»
EH	Шинки сигналізації
EA	Допоміжні шинки сигналізації
ЕНА	Шинки звукової сигналізації аварійного відключення
ЕНР	Шинки звукової попереджувальної сигналізації
ЕНТ	Шинка сигналізації – технологічна
EVM2	Шинка захисту мінімальної напруги
EAF	Шинка допоміжна – напруги
EEL	Шинки освітлення
ES	Шинки синхронізації
EB	Шинки блокування (роз'єднувачів)
EV	Шинки напруги (ТН, нейтралі)

Схеми управління й захисту електроустановки повинні передбачати постійний контроль справності ланцюга наступної операції. Контроль справності ланцюга відключення повинен бути виконаний для вимикачів 6 кВ і вище, ланцюги включення – для 110 кВ і вище ліній і трансформаторів, а також для всіх вимикачів, що виключаються за дією пристроїв АВР. У таблиці 1.7 подані умовні позиційні позначки основних комутаційних елементів схеми управління й захисту електроустановки.

Контроль ланцюгів відключення здійснюється за допомогою реле положення «Ввімкнено» $KQC1$, котре включено послідовно з електромагнітом відключення $UAT1$ (реле положення «Ввімкнено» й ланцюги відключення).

Контроль ланцюгів включення виконується за допомогою реле положення «Вимкнено» $KQT1$, котре включено послідовно з електромагнітом включення $UAC1$ (ланцюга включення й реле положення «Вимкнено») чи проміжним контактором $KM1$. Електромагніт (ЕМ) не може хибно спрацювати по цьому ланцюгу внаслідок великого опору котушок проміжних реле KQT і $KQC1$. Додаткові опори (резистори) $R1$, $R2$ в ланцюгах цих реле встановлюються з метою запобігання можливому спрацюванню привода при закорочуванні котушки реле $KQT1$ і $KQC1$.

Таблиця 5.7 – Умовні позначки основних комутаційних елементів

SA	Ключ, перемикач ланцюгів управління
SB	Кнопка управління
KM	Контактор, пускач
KCC	Реле команди «ввімкнути»
KCT	Реле команди «вимкнути»
KQC	Реле положення «ввімкнено»
KQT	Реле положення «вимкнено»
KQQ	Реле фіксації команди ввімкнення
KSB	Реле блокування від багаторазового ввімкнення

Нормально через блок-контакти $Q1$ вимикача підготовлений до дії тільки один ланцюг: ланцюг включення чи відключення в залежності від положення вимикача.

Контроль здійснюється тільки в підготовленому ланцюзі, тобто в ланцюзі наступної операції.

Наприклад, при включеному вимикачі його допоміжні контакти $Q1$ замкнуті в ланцюги наступної операції відключення й реле $KQC1$ підтягнуте, якщо ланцюг відключення справний (немає обриву ланцюга); ланцюг котушки реле $KQT1$ при включеному вимикачі розімкнутий, бо розімкнуті допоміжні контакти вимикача $Q1$ в ланцюзі включення.

При відключеному вимикачі контролюється ланцюг включення. При його справності реле $KQT1$ знаходиться під напругою, а ланцюг котушки реле $KQC1$ розімкнутий згідно з рис. 5.9.

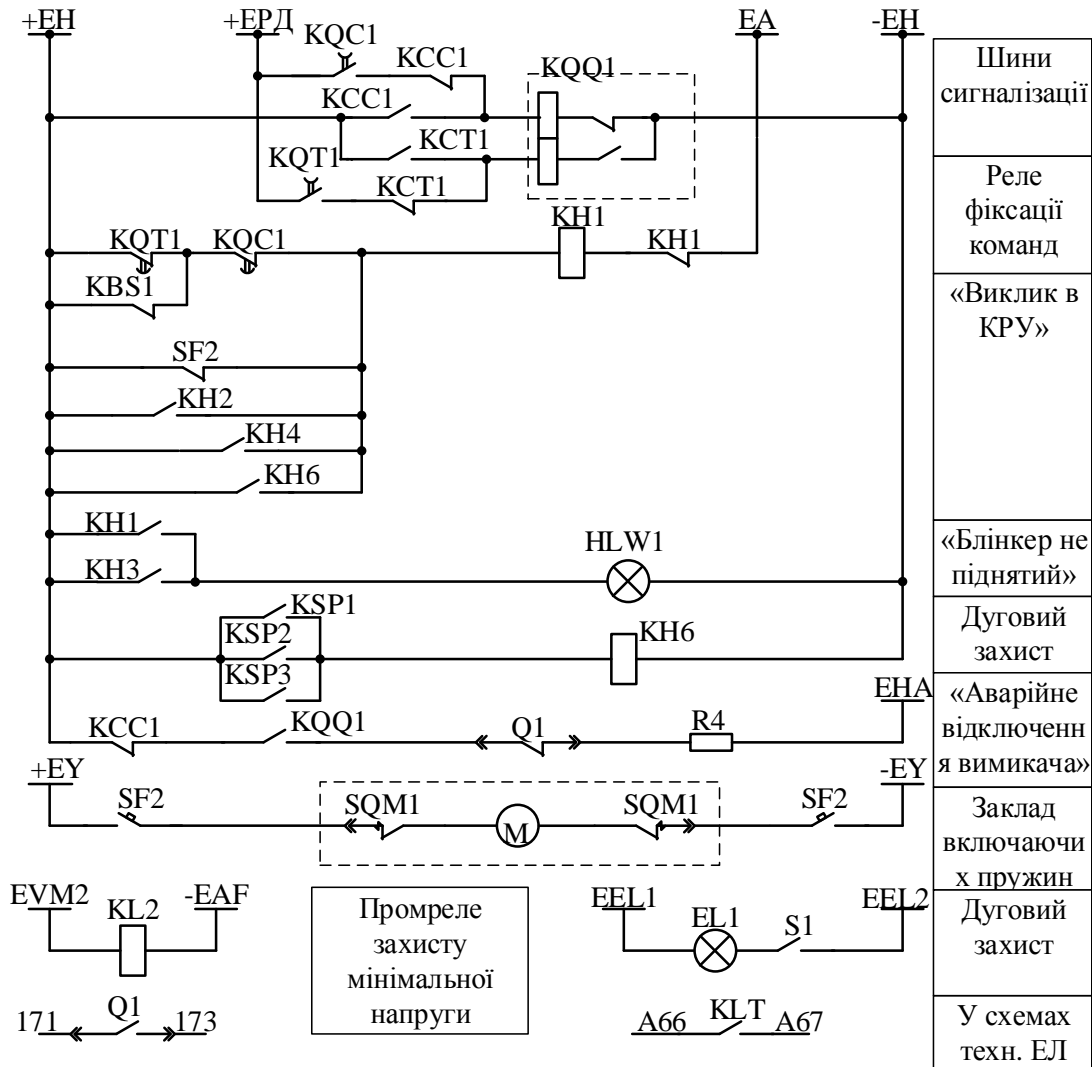


Рисунок 5.9 – Схема управління й захистів електродвигуна (ланцюги сигналізації)

При обриві ланцюга відключення (при включеному вимикачі) чи ланцюга включення (при відключеному Q) обидва реле виявляються знеструмленими. В результаті створюється звуковий і світловий сигнали обриву ланцюга, котрі поступають у схему попереджувальної сигналізації (EA – допоміжна шинка сигналізації) через послідовно з'єднані контакти, що розмикають, обох реле.

Ланцюг сигналу обриву ланцюга управління замикається й при зникненні живлення схеми управління, бо при коротких замиканнях у будь-якому ланцюзі схеми управління автоматичний вимикач $SF1$ відключається своїм максимальним розщеплювачем й обидва реле $KQC1$ й $KQT1$ виявляються знеструмленими. Те ж відбувається й при обриві ланцюгів живлення. Таким чином цей сигнал контролює не тільки обрив ланцюга наступної операції, але зникнення оперативного струму.

Схеми управління електроустановкою включають також інформації положення вимикача й реалізації поданої оперативної команди.

Включене положення вимикача сигналізує рівним світінням червоної лампи HLR , установленної над ключем управління (SA) справа, а відключене – зеленої лампи HLG (зліва).

При невідповідності положення вимикача раніше поданій команді відповідна лампа сигналізації положення переводиться на уривчастий режим світіння – «блимання».

Фіксація раніше поданої команди при використанні у схемі ключа SA з самоповерненням здійснюється за допомогою двопозиційного проміжного реле $KQQ1$ типу РП8.

При подачі команди на включення реле $KQQ1$ спрацьовує за першою котушкою від реле команди $KCC1$ й залишається в такому положенні до тих пір, поки не буде подана команда на відключення від реле $KCT1$. Тоді замикається ланцюг другої котушки $KQQ1$ й реле повертається у вихідне положення. Таким чином реле $KQQ1$ фіксує саме команду оператора, але не положення вимикача.

Якщо сталося аварійне відключення вимикача від захисту чи з інших причин, то зелена лампа сигналізації положення вимикача блимає.

Блимання відбувається по ланцюгу живлення (+) EP – замкнутий контакт реле $KQQ1$ (раніше була подана команда на включення (вимикач був включений) – замкнутий допоміжний контакт вимикача $Q1$, що сигналізує відключений стан вимикача. При цьому червона лампочка погашена.

При автоматичному включенні вимикача (без подачі команди оператором, наприклад, при АВР) за аналогічним ланцюгом невідповідності положення вимикача й останньої поданої команди від шинки блимання відбувається блимання червоної лампи при погашеній зеленій.

Квітування – це дії оператора, направлені на приведення реле фіксації команди $KQQ1$ у відповідність із дійсним положенням вимикача.

Наприклад, при аварійному відключенні вимикача для того, щоб зняти блимання зеленої лампи, слід повернути реле фіксації $KQQ1$ у вихідне положення. Це можна зробити, подавши ручну команду «відключити» ключем

SA. Тоді спрацює реле команди *KCT1* й замкне своїм контактом ланцюг зворотної котушки *KQQ1*.

Збирається ланцюг рівного світіння зеленої лампи від шинки *+ЕС*. Але можна перефіксувати реле *KQQ1* й централізовано з місця оператора, що зручно й необхідно при великій кількості вимикачів, що управляються, із щита управління.

Для цього створюється шинка зйому блимання, живлення на котру від шинки сигналізації *+ЕН* подається кнопкою зйому блимання на пульті оператора. До цієї шинки приєднуються ланцюги зворотних котушок реле *KQQ1* всіх вимикачів, що управляються з одного щита управління.

Ланцюг невідповідності положення вимикача й останньої поданої команди використовується і для звукового сигналу аварійного відключення вимикача.

Реле фіксації *KQQ1* не повертається у вихідне положення при аварійному відключенні вимикача, тому через його контакти, що замикають, відбувається замикання ланцюга звукової аварійної сигналізації (ЗАС).

При аварійному відключенні вимикача й замиканні ланцюга від шинки сигналізації *+ЕН* до шинки ЗАС (*ЕНА*) автоматично формується ЗАС через пристрій центральної сигналізації щита управління (звідки управляється вимикач, що відключився).

У сполученні з блиманням зеленої лампи звуковий сигнал привертає увагу чергового оператора саме до того вимикача, котрий відключився аварійно.

Звукові сигнали аварійної сигналізації, так же як і попереджувальної сигналізації справності ланцюгів управління, знімається вручну, відповідними кнопками на пульті оператора.

Приклад 5.9 Функції основних органів захисту асинхронного електродвигуна.

Рішення. Згідно з рисунком 5.10, основними органами захисту асинхронного електродвигуна є: вимірювальні трансформатори струму й напруги; вимірювальні органи, що контролюють стан об'єкта захисту; логічні органи; органи сигналізації й вихідні органи.

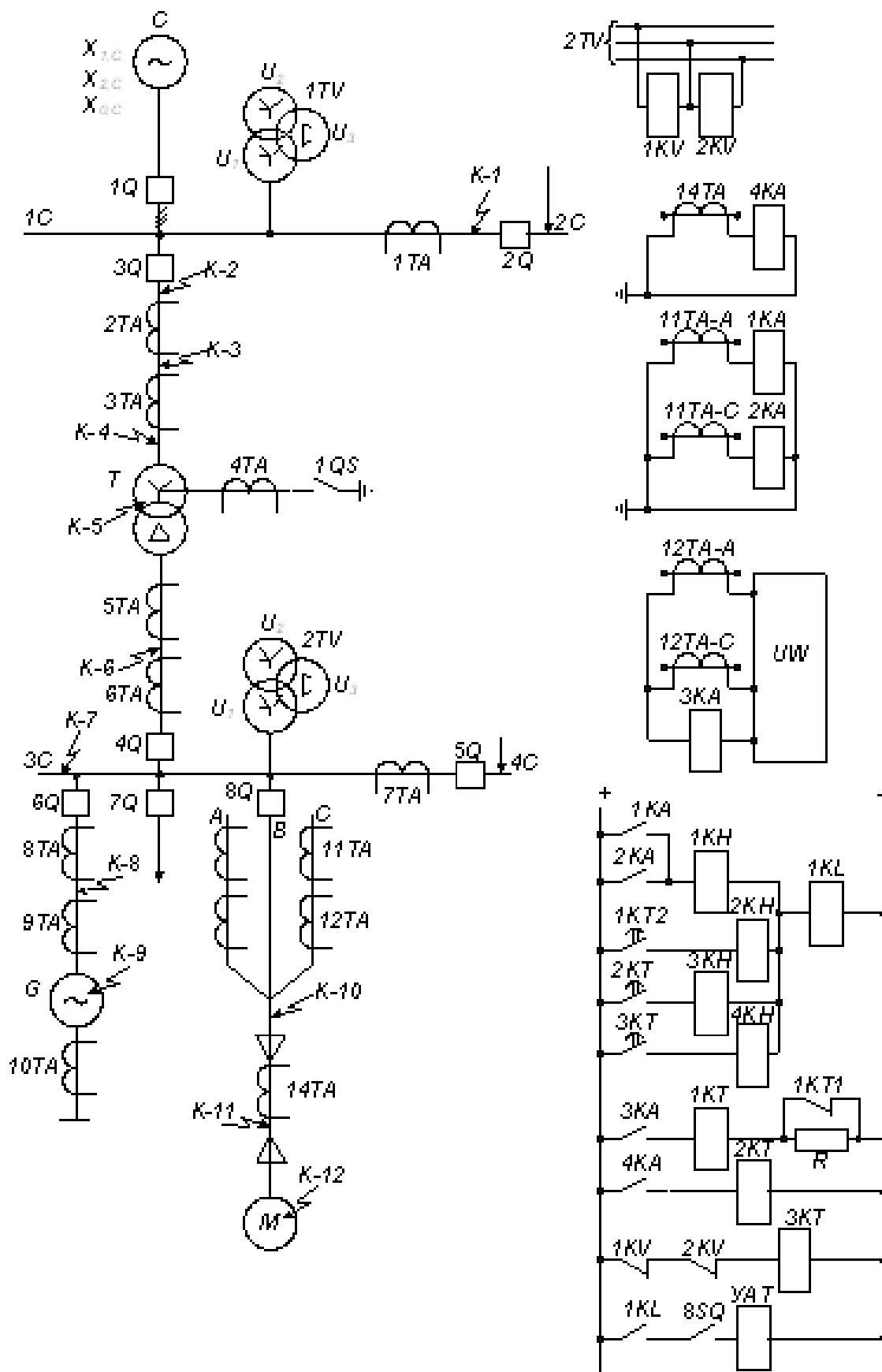


Рисунок 5.10 – Схема захисту вузла навантаження

Наприклад, захист від між фазних коротких замикань підключений до вимірювальних трансформаторів струму $11TA$, захист від перевантажень – до $12TA$, захист від замикань на землю – до кабельного вимірювального трансформатора струму нульової послідовності $14TA$.

Вимірювальний трансформатор напруги $2TV$ призначений для захисту мінімальної напруги. В усіх випадках, коли аварійно відключається вимикач $4Q$ (наприклад, від газового захисту трансформатора), реле напруги $2KV$, підключене до вимірювального трансформатора напруги $2TV$, фіксує зниження напруги на секції $3C$ й відповідно вибіг електродвигуна. Спрацьовування вимірювальних органів $1KV$ і $2KV$ захисту мінімальної напруги сприяє запуску логічного $3KT$ (витримки часу) цього захисту, а реле $4KH$ призначене для сигналізації спрацьовування захисту електродвигуна від зниження напруги джерела живлення.

Вихідним органом усіх захистів є проміжне реле $1KL$, контакти котрого знаходяться в ланцюзі електромагніту відключення YAT вимикача $8Q$.

Вимірювальними органами для захисту від міжфазних коротких замикань в обмотці статора електродвигуна й живильному кабелі є реле максимального струму $1KA$ й $2KA$, для захисту від перевантаження – реле $3KA$ й захисту від замикань на землю – реле $4KA$ з логічним органом витримки часу $2KT$.

Сигналізація спрацьовування захистів електродвигуна забезпечується вказівними реле: $1KH$ – захист від міжфазних коротких замикань (струмове відсічення); $2KH$ – захист від перевантаження; $3KH$ – захист від замикань на землю, $4KH$ – захист мінімальної напруги.

Приклади захистів асинхронного електродвигуна.

Вихідні дані електродвигуна насоса: $P_H = 2000$ кВт; $U_H = 6.0$ кВ; $\cos \varphi = 0,85$; $\eta = 0.93$; $k_T = 400/5$; кратність пускового струму $k_{II} = 5,5$; мінімальний струм КЗ на секції 6 кВ дорівнює $I^{(3)}_{\min} = 11800$ А; тривалість пуску з механізмом $t_{II} = 6,0$ с.; параметри кабелю живлення: $s = 240$ мм², $L = 100$ м; мережа 6 кВ має нейтраль заземлену через активний опір $R = 100$ Ом, ємність обмотки статора електродвигуна $C_{дв} = 0,12$ мкФ.

Приклад 5.10 Реле РТ-40 і РСТ-11 для захисту електродвигуна.

Рішення. Вибираємо струм спрацьовування відсічення (захист від багатофазних замикань в обмотці статора і на її виводах, включаючи кабель живлення):

$$I_{C3} = k_H \cdot 1,5 k_{II} I_H,$$

$$I_{C3} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot 5,5 \cdot 244 = 2413 \text{ А},$$

де $k_H = 1,2$ – коефіцієнт відбудови; $1,5$ – коефіцієнт враховує аперіодичну складову пускового струму.

Номинальний струм електродвигуна:

$$I_H = P_H / (1,73 U_H \cdot \cos \varphi \eta),$$

$$I_H = 2000 / (1,73 \cdot 6,0 \cdot 0,85 \cdot 0,93) = 244 \text{ А}.$$

Чутливість відсічення:

$$K_{ч} = 0,87 I^{(3)}_{\min} / I_{C3},$$

$$K_{\text{ч}} = 0,87 \cdot 11800 / 2413 = 4,2.$$

Струм спрацьовування реле захисту:

$$I_{\text{CP}} = k_{\text{CX}} \cdot I_{\text{C3}} / k_{\text{T}},$$

$$I_{\text{CP}} = 1 \cdot 2413 / 80 = 30,2 \text{ А.}$$

Можна застосувати реле РТ-40/50 на другому діапазоні уставок спрацьовування 25 – 50 А.

Струм спрацьовування захисту від перевантаження вибираємо по умові налагодження від номінального струму:

$$I_{\text{C3}} = k_{\text{H}} \cdot I_{\text{H}} / K_{\text{В}},$$

$$I_{\text{C3}} = 1,2 \cdot 244 / 0,8 = 366 \text{ А,}$$

де k – коефіцієнт відбудови, рівний 1,05 при дії захисту від перевантаження на сигнал і 1,2 – при дії захисту на відключення; $K_{\text{В}}$ – коефіцієнт повернення захисту, рівний 0,8 для реле РТ-40 (80) і 0,9 для реле РСТ-11 (13).

Струм спрацьовування реле (вторинний струм) дорівнює:

$$I_{\text{CP}} = k_{\text{CX}} \cdot I_{\text{C3}} / k_{\text{T}},$$

$$I_{\text{CP}} = 1 \cdot 366 / 80 = 4,6 \text{ А.}$$

До установці приймається реле РТ-40/10.

Витримку часу захисту від перевантаження вибираємо за умовою надійного неспрацьовування під час пуску:

$$t_{\text{C3}} = k_{\text{HC}} \cdot t_{\text{П}},$$

$$t_{\text{C3}} = 1,5 \cdot 6,0 = 9 \text{ с.}$$

Приклад 5.11 Реле РНТ-565 для захисту електродвигуна.

Рішення. Виконуємо розрахунок диференційного захисту електродвигуна з використанням реле РНТ-565. Трансформатори струму з боку КРУ і з боку нульових виводів з'єднані за схемою «повна зірка». Тому відносний струм небалансу зі схемою «зірка-зірка» дорівнює $I_{\text{НБ,*}} = 0,25$. Струм спрацьовування диференційного захисту на реле РНТ-565 дорівнює:

$$I_{\text{C3}} = I_{\text{НБ,*}} \cdot k_{\text{П}} \cdot I_{\text{H}},$$

$$I_{\text{C3}} = 0,25 \cdot 5,5 \cdot 244 = 336 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування реле (вторинний струм) дорівнює:

$$I_{\text{CP}} = I_{\text{C3}} / k_{\text{T}},$$

$$I_{\text{CP}} = 336 / 80 = 4,2 \text{ А.}$$

Кількість витків диференціальної (робочої) обмотки:

$$W_{\text{P}} = F_{\text{CP}} / I_{\text{CP}},$$

$$W_{\text{P}} = 100 / 4,2 = 23,8 \text{ вит.}$$

Приймаються до установки 24 витка, яким відповідає струм спрацьовування захисту

$$I_{\text{C3}} = F_{\text{CP}} \cdot K_{\text{T}} / W_{\text{P}},$$

$$I_{\text{C3}} = 100 \cdot 80 / 24 = 333 \text{ А.}$$

Чутливість захисту:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{min}}^{(2)} / I_{\text{C3}}$$

$$K_{\text{ч}} = 0,87 \cdot 11800 / 333 = 30,8.$$

Приклад 5.12 Реле ДЗТ-11 для захисту електродвигуна.

Рішення. Виконуємо розрахунок диференційного захисту електродвигуна з використанням реле ДЗТ-11. Максимальний струм небалансу визначимо з урахуванням схем з'єднання вимірювальних трансформаторів струму також як для реле РНТ-565:

$$I_{\text{НБ}} = I_{\text{НБ,*}} k_{\text{П}} I_{\text{Н}},$$

$$I_{\text{НБ}} = 0,25 \cdot 5,5 \cdot 244 = 336 \text{ А.}$$

Гальмівний струм

$$I_{\text{T}} = k_{\text{П}} I_{\text{Н}},$$

$$I_{\text{T}} = 5,5 \cdot 244 = 1342 \text{ А.}$$

Приймаємо щодо встановлення максимальне число витків гальмової обмотки $W_{\text{T}} = 24$ вит.

Визначаємо робоче число витків реле за формулою:

$$W_{\text{P}} = K_1 I_{\text{T}} W_{\text{T}} \text{tg} \alpha / (K_{\text{ОТС}} I_{\text{НБ}}),$$

$$W_{\text{P}} = 0,8 \cdot 1342 \cdot 24 \cdot 0,75 / (1,5 \cdot 336) = 38,3 \text{ вит.},$$

де K_1 – коефіцієнт обліку зниження гальмівного струму через насичення трансформаторів струму в нульових виводах електродвигуна; $\text{tg} \alpha$ – облік нахилу гальмівний характеристики; $K_{\text{ОТС}}$ – коефіцієнт відбудови.

Розрахунок за спрощеною формулою:

$$W_{\text{P}} = K_1 W_{\text{T}} \text{tg} \alpha / (K_{\text{ОТС}} I_{\text{НБ,*}}),$$

$$W_{\text{P}} = 0,8 \cdot 24 \cdot 0,75 / (1,5 \cdot 0,25) = 38,4 \text{ вит.}$$

Приймаємо щодо встановлення $W_{\text{P}} = 38$ вит.

Визначаємо початковий струм спрацьовування захисту, приведений до вторинної обмотці трансформаторів струму:

$$I_{\text{СР,О}} = F_{\text{СР,О}} / W_{\text{P}},$$

$$I_{\text{СР,О}} = 100 / 38 = 2,63 \text{ А.}$$

Теж, але в частках від номінального струму електродвигуна:

$$I_{\text{СР,О}}^* = I_{\text{СР,О}} K_{\text{T}} / I_{\text{Н}},$$

$$I_{\text{СР,О}}^* = 2,63 \cdot 80 / 244 = 0,86 I_{\text{Н}}.$$

Робоча намагнічувальна сила в режимі мінімального струму КЗ:

$$F_{\text{P}} = I_{\text{P}} W_{\text{P}} = I_{\text{min}}^{(2)} K_{\text{СХ}} W_{\text{P}} / K_{\text{T}},$$

$$F_{\text{P}} = 0,87 \cdot 11800 \cdot 1 \cdot 38 / 80 = 4876 \text{ А вит.}$$

Гальмівна сила, що намагнічує від пускового струму електродвигуна:

$$F_{\text{T}} = I_{\text{T}} W_{\text{T}} = K_{\text{П}} I_{\text{Н}} K_{\text{СХ}} W_{\text{T}} / K_{\text{T}},$$

$$F_{\text{T}} = 5,5 \cdot 244 \cdot 1 \cdot 24 / 80 = 403 \text{ А вит.}$$

Робоча намагнічувальна сила спрацьовування реле:

$$F_{\text{P,СР}} = F_{\text{СР}} / \{1 - (0,96 F_{\text{T}} / F_{\text{P}})\},$$

$$F_{\text{P,СР}} = 100 / \{1 - (0,96 \cdot 403 / 4876)\} = 109 \text{ А} \cdot \text{вит.}$$

Коефіцієнт чутливості диференційного захисту з використанням реле ДЗТ-11:

$$K_{\text{ч}} = F_{\text{P}} / F_{\text{P,СР}},$$

$$K_{\text{ч}} = 4876 / 109 = 44,7.$$

Приклад 5.13 Розрахунок мікропроцесорного модуля для захисту електродвигуна.

Рішення. Виконуємо розрахунок диференційного захисту електродвигуна з використанням мікропроцесорного модуля МП БМ. Захист має гальмівну характеристику пропорційного типу (процентне гальмування).

Визначаємо базисний коефіцієнт по току – це відношення номінального струму електродвигуна до номінального струму вимірювального трансформатора струму

$$K_6 = I_H / I_{HT},$$

$$K_6 = 244 / 400 = 0,61.$$

Початкова ділянка гальмівної характеристики (1-ступінь захисту) регулюється в межах 0,1...1 від номінального струму трансформатора струму I_{HT} і обчислюється за формулою

$$I_{d0} = K_6 I_{D0},$$

де I_{D0} – струм спрацьовування 1-ступеня, наведений до номінального струму електродвигуна.

Вибираємо уставку початкової ділянки гальмівної характеристики рівній $I_{d0} = 0,15$, що становить

$$I_{D0} = 0,15 / 0,61 = 0,24 I_H$$

від номінального струму електродвигуна.

Сама гальмівна характеристика оцінюється коефіцієнтом гальмування P (нахил гальмівної характеристики):

$$P = k_3 k_{АП} I_{НБ,*},$$

$$P = 1,2 \cdot 1,5 \cdot 0,25 = 0,45,$$

де k_3 – коефіцієнт запасу; $k_{АП}$ – коефіцієнт враховує збільшення помилки за рахунок аперіодичної складової; $I_{НБ,*}$ – відносний струм небалансу, залежний від схеми з'єднання вимірювальних трансформаторів струму для диференційного захисту.

Кінцеву ділянку гальмівної характеристики (2-й ступінь захисту) вибираємо по умові налагодження від максимального струму небалансу при пуску електродвигуна:

$$I_{DK} = k_3 k_{АП}^1 I_{НБ,*} I_{П},$$

$$I_{DK} = 1,2 \cdot 3 \cdot 0,25 \cdot 5,5 \cdot 244 = 1208 \text{ А.}$$

Визначимо уставку 2-го ступеня захисту:

$$I_{dK} = I_{DK} / I_{HT},$$

$$I_{dK} = 1208 / 400 = 3,0.$$

Дана уставка може регулюватися в межах (1...30) I_{dK} .

Чутливість мікропроцесорного захисту електродвигуна:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{min}}^{(2)} / (I_{dK} I_{HT}),$$

$$K_{\text{ч}} = 0,87 \cdot 11800 / (3,0 \cdot 400) = 8,5.$$

Параметри уставок мікропроцесорного захисту електродвигуна:

- номінальна напруга $U_H = 6.0$ кВ;
- коефіцієнт трансформації трансформаторів струму $K_T = 400 / 5$;
- початок гальмівної характеристики $I_{d0} = 0,15$;
- коефіцієнт гальмування $P = 0,45$;
- кінцева ділянка гальмівної характеристики $I_{dK} = 3,0$.

Приклад 5.14 Розрахунок захисту електродвигуна від замикання на землю.

Рішення. Для захисту від замикання на землю в обмотці статора електродвигуна і у живильному кабелі використовуємо реле РТЗ-51 (напівпровідниковий реле струму підвищеної чутливості).

Розрахунок почнемо з визначення ємнісних струмів в мережі 6 кВ при зовнішньому для електродвигуна замиканні на землю. Цей струм містить дві складові: $I_{C, ДВ}$ – власний ємнісний струм від двигуна, залежний від потужності електродвигуна; $I_{C, КЛ}$ – власний ємнісний струм від кабелю, залежний від його параметрів.

Номінальна повна потужність електродвигуна:

$$S_H = 1,73 I_H U_H,$$

$$S_H = 1,73 \cdot 244 \cdot 6,0 = 2530 \text{ кВА.}$$

Власний ємнісний струм від електродвигуна дорівнює:

$$I_{C, ДВ} = 3 U_{\Phi} \omega C_{ДВ} 10^{-3},$$

$$I_{C, ДВ} = 3 \cdot 3,81 \cdot 314 \cdot 0,12 \cdot 10^{-3} = 0,43 \text{ А,}$$

де U_{Φ} – фазна напруга, кВ; $C_{ДВ}$ – ємність обмотки статора електродвигуна, мкФ (для 6 кВ вимірюється в межах 0,07 – 0,17 мкФ).

Власний ємнісний струм від кабелю живлення дорівнює:

$$I_{C, КЛ} = I_{C, уд} L m,$$

$$I_{C, КЛ} = 1,45 \cdot 0,1 \cdot 2 = 0,29 \text{ А,}$$

де $I_{C, уд}$ – потроєно значення власного ємнісного струму одного кілометра кабельної лінії, в межах 0,37 – 1,7 Ом/ км (залежить від напруги і перетину кабелю, табл. 5.8).

Таблиця 5.8 – Питомі ємнісні струми кабельних ліній

Перетин кабелю, мм ²	Питомі ємнісні струми кабельних ліній, А / км		
	для мережі 6 кВ	для мережі 10 кВ	для мережі 20 кВ
16	0,37	0,52	1,7
25	0,46	0,62	2,0
35	0,52	0,69	2,2
50	0,59	0,77	2,5
70	0,71	0,90	2,8
95	0,82	1,0	3,1
120	0,89	1,1	3,4
150	1,1	1,3	3,7
185	1,2	1,4	4,0
240	1,45	1,6	4,4
300	1,7	1,8	4,6

Сумарний ємнісний струм зовнішнього замикання дорівнює:

$$I_C = I_{C, уд} + I_{C, КЛ},$$

$$I_C = 0,43 + 0,29 = 0,72 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування захисту двигуна від замикання на землю дорівнює:

$$I_{CЗ} = K_{отс} K_b I_C,$$

$$I_{C3} = 1,2 \cdot 1,3 \cdot 0,72 = 1,12 \text{ А,}$$

де K_{OTC} – коефіцієнт відбудови захисту по селективності; K_b – коефіцієнт обліку кидка власного струму в початковий момент зовнішнього замикання на землю, залежить від типу реле захисту: дорівнює 2 – 3 для РТЗ-51; 3 – 4 для РТ-40/ 0,2; 1,5 – 2 для SPAC и МПРЗ; 1,2 – 1,3 для всіх типів реле, якщо електрична мережа має заземлену нейтраль активним опором. Приймаються до установки реле РТЗ-51 (табл. 5.9).

Для перевірки чутливості розрахуємо сумарний струм замикання на землю в мережі 6 кВ з встановленим заземлюючим трансформатором типу ТСЗК-63-10/ 0,4 ($U_K = 5,5 \%$). Даний трансформатор має схему з'єднання обмоток «зірка-трикутник» з включеними між нульовим проводом обмотки ВН і контуром заземлення двома паралельно з'єднаними бетеловими резисторами опором 200 Ом кожний. Заземлення нейтралі мережі 6 кВ через активний опір величиною 100 Ом дозволяє знизити перенапруги при першому пробі ізоляції на землю до величин не вище $2.4U_{\phi}$, при подальших пробоях – що не перевищують $1.8U_{\phi}$, а також забезпечити надійну і селективну роботу захисту від замикань на землю всіх приєднань 6 кВ. При цьому в мережі 6 кВ різко знижується ймовірність виникнення дугових замикань на землю і переходу однофазних замикань в двофазні КЗ, і, як наслідок, зменшується кількість і розміри пошкоджень.

Таблиця 5.9 – Основні параметри захистів від замикань на землю

Тип ТТНП	Тип реле	Уставка реле, мА	Мінімальні значення первинного струму спрацьовування захисту, А		
			З'єднання вторинних обмоток		
			один ТТНП	послідовне (два ТТНП)	паралельне (два ТТНП)
ТЗЛМ	РТ40/0,2	100	8,6	11,6	12,5
	РТЗ-50	30	2,6	3,9	5,2
ТЗРЛ	РТЗ-51	20	0,68	1,25	0,97
	РТ40/0,2	100	20	25	33
ТЗЛ	РТ40/0,2	100	7,0	9,0	11,1
	РТЗ-51	20	0,68	1,25	0,97
ТЗЛМ-1	РТЗ-51	20	0,60	1,07	0,68

Індуктивний опір трансформатора:

$$X_T = U_K U_N^2 / (100S_T),$$

$$X_T = 5,5 \cdot 6,3^2 / (100 \cdot 0,063) = 35 \text{ Ом.}$$

Мінімальний сумарний струм замикання на землю для мережі 6 кВ з заземленою нейтраллю через активний опір ($R= 100 \text{ Ом}$) дорівнює:

$$I_{3H3} = 3 I_0 = 3 U_{\phi} / (3R^2 + 3 X_T^2)^{1/2},$$

$$I_{3H3} = 3 \cdot 3640 / \{ (3 \cdot 100)^2 + (3 \cdot 35)^2 \}^{1/2} = 34 \text{ А.}$$

Чутливість захисту від замикання на землю дорівнює:

$$K_{\text{ч}} = I_{3H3} / I_{C3},$$

$$K_{\text{ч}} = 34 / 1,12 = 30,3.$$

Частка обмотки статора електродвигуна, що захищається рахуючи від фазних вводів дорівнює:

$$\alpha = 1 - (K_{\text{чн}} I_{\text{сз}} / I_{\text{знз}}),$$

$$\alpha = 1 - (1,2 \cdot 1,12 / 34) = 0,96 \text{ в. о.},$$

де $K_{\text{чн}}$ – нормований коефіцієнт чутливості.

Приклад 5.15 Розрахунок збитків від відмови в спрацьовуванні захисту електродвигуна на вимогу.

Рішення. Методика визначення техніко-економічної ефективності захистів розглядає використання нової техніки, методів економічної оцінки в енергетиці та особливостей функціонування релейного захисту електроустановок електростанцій, підстанцій і систем електропостачання. Під електроустановкою будемо розглядати електрообладнання відповідального електродвигуна потужністю 2000 кВт. Згідно з Правилами улаштування електроустановок основним призначенням релейного захисту є забезпечення безперебійної роботи технологічного процесу виробництва шляхом виявлення і відключення (бажано без затримки) пошкодження в електродвигуні від решти неушкодженою частини електричної мережі. Повноцінне функціонування релейного захисту електроустановки має бути забезпечено виконанням спеціальних вимог: селективності, чутливості, швидкодії, стійкості і надійності дії. Остання вимога визначається надійністю спрацьовування при внутрішніх пошкодженнях, надійністю неспрацьовування при зовнішніх пошкодженнях і надійністю неспрацьовування без пошкоджень. Для підвищення надійності дії релейного захисту електродвигуна на вимогу спрацьовування рекомендуємо установку другого основного захисту від міжфазних КЗ – подовжнього диференційного струмового захисту. Відмова спрацьовування захисту є випадкова подія, що виявляється в результаті збігу кількох інших подій. За базу для порівняння прийнята струмове відсічення для захисту від внутрішніх пошкоджень електродвигуна.

В якості нової техніки пропонується додатковий основний захист електродвигуна – подовжній диференційний струмовий захист на цифровому реле ПМ «Діамант».

Мікропроцесорний захист дає нові якості: самодіагностики і адаптація до зміни режимів; сумісність з існуючими захистами і можливість розширення функцій; швидке пере настроювання параметрів спрацьовування; зменшення обсягів монтажних та налагоджувальних робіт; дистанційну зв'язок для організації контролю з боку систем верхнього рівня і ін.

Вартість додаткового захисту 3000 у.о.

Економічна ефективність нової техніки є сумарна економію всіх виробничих ресурсів (живої праці, матеріальних ресурсів, капітальних вкладень і ін.), яку отримує підприємство в результаті використання нової техніки.

Визначення річного економічного ефекту ґрунтується на порівнянні наведених річних витрат по базовій і новій техніці. Формула для витрат:

$$Z = P_n K + U + Y,$$

де P_n – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень, приймається рівним 0,1; K – сумарні капіталовкладення на спорудження

релейного захисту, у.о.; U – річні експлуатаційні витрати, у.о.; Y – ймовірні річні збитки, у.о./рік.

Сумарні капіталовкладення на спорудження додаткового основного захисту електродвигуна: $K = K_C + K_M + K_H$, $K = 3000 + 20 + 50 = 3070$ у.о., де K_C – вартість пристрою релейного захисту, у.о.; K_M – витрати на монтаж пристрою, у.о.; K_H – витрати на наладку пристрою, у.о.

Річні експлуатаційні витрати: $U = U_A + U_O$,

де U_A – річні амортизаційні відрахування, у.о. /рік.; U_O – річні витрати на обслуговування (поточний ремонт та заробітну плату), у.о. / рік.

Річні амортизаційні відрахування:

$$U_A = P_A K,$$

$$U_A = 0,15 \cdot 3070 = 460 \text{ у.о./рік,}$$

де P_A – коефіцієнт амортизаційних відрахувань, ($P_A = 0,15$).

Річні витрати на обслуговування:

$$U_O = P_O K,$$

$$U_O = 0,025 \cdot 3070 = 77 \text{ у.о. / рік.}$$

Річні експлуатаційні витрати:

$$U_A = U_A + U_O$$

$$U_A = 460 + 77 = 537 \text{ у.о. / рік.}$$

Імовірність відмови існуючої (базової) захисту:

$$q_B = W_{OC} / W_{TC},$$

$$q_B = 0,0002 / 0,045 = 0,0044,$$

де W_{OC} – параметр потоків (частоти) відмов спрацьовування, 1/рік; W_{TC} – параметр потоку (частоти) необхідних спрацьовувань, 1/рік.

Імовірність відмови додаткового (нового) захисту:

$$q_H = W_{OC} / W_{TC},$$

$$q_H = 0,0003 / 0,045 = 0,0067.$$

Імовірність відмови спрацьовування базового і нового захисту при пошкодженнях електродвигуна:

$$q_{B,H} = 2q_B q_H$$

$$q_{B,H} = 2 \cdot 4,4 \cdot 10^{-3} \cdot 6,7 \cdot 10^{-3} = 5,9 \cdot 10^{-5}.$$

Збиток від відмови базового захисту:

$$Y_B = C_{ЭУ} q_B,$$

$$Y_B = 500 \cdot 10^3 \cdot 4,4 \cdot 10^{-3} = 2200 \text{ у.о./рік,}$$

де $C_{ЭУ}$ – приведена вартість електроустановки з урахуванням ймовірної річної шкоди від недоотпуску електроенергії, у.о./рік.

Збиток від відмови двох основних захистів (базової і нової):

$$Y_{B,H} = C_{ЭУ} q_{B,H},$$

$$Y_{B,H} = 500 \cdot 10^3 \cdot 5,9 \cdot 10^{-5} = 29,5 \text{ у.о./рік.}$$

Річна ефективність застосування додаткового захисту електродвигуна:

$$\mathcal{E} = \mathcal{Z}_1 - \mathcal{Z}_2 = Y_1 - (P_H \cdot K_2 + U_2 + Y_2),$$

$$\mathcal{E} = 2200 - (0,1 \cdot 3070 + 537 + 29,5) = 1326,5 \text{ у.о./рік.}$$

Аналіз розрахунків техніко-економічної ефективності застосування поздовжнього диференційного струмового захисту електродвигуна насоса від

між фазних КЗ в живильному кабелі, на вводах і в обмотці статора показує, що додаткові витрати на придбання, монтаж та наладку в сумі 3070 у.о. можуть окупитися в 3 роки експлуатації за рахунок високої надійності спільної дії основних захистів.

Імовірність безаварійної роботи захистів:

$$P = 1 - q_{Б,Н},$$

$$P = 1 - 0,000059 = 0,999941.$$

Річна ефективність – 1326,5 у.о.

Підсумкові результати представлені в табл. 5.10.

Таблиця 5.10 – Ефективність додаткового захисту

№ п/п	Показник	Одиниця виміру	Струмове відсічення	Додатковий захист
1	Вартість додаткового захисту	у.о.	—	3000
2	Витрати на монтаж	у.о.		20
3	Витрати на наладку	у.о.		50
4	Експлуатаційні витрати	у.о./рік		537
5	Імовірність відмови захисту	10^{-3} в.о.	4,4	6,7
6	Імовірний збиток від відмови захисту	у.о./рік	2200	29,5
7	Імовірність спрацьовування захисту на вимогу	в.о.	0,9956	0,99994
8	Економічний ефект	у.о./рік		1326,5

Приклад 5.16 Розрахунок збитків від раптового відключення електроустановки.

Рішення. Розрахунок шкоди від раптового відключення електроустановки (що захищається) внаслідок зайвих ($\omega_{ИС}$) і помилкових ($\omega_{ЛС}$) спрацьовувань пристрою релейного захисту. За базу для порівняння прийнято електромагнітне реле, яке в подальшому буде називатися КРЗ. За даними виробника АО «ЧЕАЗ» вартість комплекту складає 100 тис. грн.

В якості нової техніки використовується нова розробка фірми ПМ «Діамант». Вартість пристрою становить 240 тис. грн. Постійний самоконтроль, самодіагностика і висока надійність пристрою знижує ризик неправильної роботи РЗА. Вихідні дані для розрахунку економічного ефекту представлені в табл. 5.11.

Таблиця 5.11 – Вихідні дані для розрахунку

Показник	Позначення	Базова техніка	Нова техніка
Тип пристрою	T	КРЗ	ПМ «Діамант».
Вартість, грн.	K_c	100000	240000
Витрати на монтаж, грн.	K_m	3200	3200
Витрати на наладку, грн.	K_n	11000	2240
Частота відмов, відм. / рік	$\omega_{ИС+ЛС}$	0,15	0,1
Тривалість аварійного ремонту, рік.	t_a	10	2
Корисна потужність 10^3 грн./кВт	P	800	800
Питомий збиток, 10^3 грн./кВт·рік	L	30	30

Нижче представлений розрахунок числових значень основних показників техніко-економічної ефективності захистів за базовим і новим варіантам.

Сумарні капіталовкладення на спорудження релейного захисту розраховуються за формулою:

$$K = K_c + K_m + K_n,$$

де K_c – вартість пристрою релейного захисту, грн; K_m – витрати на транспортування і монтаж, грн; K_n – витрати на налагодження, грн.

$$K_{б.т} = 100000 + 3200 + 11000 = 114200 \text{ грн.};$$

$$K_{н.т} = 240000 + 3200 + 2240 = 245440 \text{ грн.}$$

Річні амортизаційні відрахування:

$$U_a = P_a K,$$

де P_a – коефіцієнт амортизації, що дорівнює 0,15.

$$U_{аб.т} = 0,15 \cdot 114200 = 17130 \text{ грн.};$$

$$U_{ан.т} = 0,15 \cdot 245440 = 36816 \text{ грн.}$$

Річні витрати на обслуговування:

$$U_o = P_o \cdot K,$$

де P_o – коефіцієнт витрат на обслуговування, рівний 0,25.

$$U_{об.т} = 0,025 \cdot 114200 = 2855 \text{ грн.};$$

$$U_{он.т} = 0,025 \cdot 245440 = 6136 \text{ грн.}$$

Річні експлуатаційні витрати становлять:

$$U_{г} = U_a + U_o,$$

$$U_{гб.т} = 17130 + 2855 = 19985 \text{ грн.};$$

$$U_{гн.т} = 36816 + 6136 = 42952 \text{ грн.}$$

Тривалість ремонту:

$$T_{а.р} = t_a / T,$$

де T – кількість годин в одному році, рівне 8760 год:

$$T_{аб.т} = 10 / 8760 = 1,14 \cdot 10^{-3} \text{ год/відм.рік};$$

$$T_{ан.т} = 2 / 8760 = 0,23 \cdot 10^{-3} \text{ год/відм.рік.}$$

Імовірний річний збиток:

$$V = L \cdot \omega \cdot T_{ав} \cdot P,$$

де L – питомий збиток; ω – частота відмов (ω ис+лс); t_a – тривалість аварійного ремонту; P – корисна потужність.

$$V_{б.т} = 30 \cdot 10^3 \cdot 0,15 \cdot 1,14 \cdot 10^{-3} \cdot 800 \cdot 10^3 = 4104000 \text{ грн.};$$

$$V_{н.т} = 30 \cdot 10^3 \cdot 0,1 \cdot 0,23 \cdot 10^{-3} \cdot 800 \cdot 10^3 = 552000 \text{ грн.}$$

Розрахунок техніко-економічних ефективності показав, що застосування технічно більш сучасного мікропроцесорного модуля ПМ «Діамант», хоча і перевищує за вартістю реле КРЗ, але приносить річний економічний ефект близько 3,5 млн. грн.

Такий результат досягається за рахунок більш низьких витрат на наладку і кращих технічних показників, таких як параметр потоку відмов і середня тривалість аварійного відновлення.

У табл. 5.12 представлені основні техніко-економічні показники порівнюваних пристроїв.

Таблиця 5.12 – Техніко-економічні показники

Тип пристрою	Базова техніка КРЗ	Нова техніка NGP REM 30
Капіталовкладення, грн.	114200	245440
Корисна потужність, МВт	800	800
Частота відмов, $\omega_{ис+лс}$, відм/рік	0,15	0,1
Тривалість аварійного ремонту, год.	10	2
Питомий збиток, 10^3 грн./кВт·рік	30	30
Річні експлуатаційні витрати, грн.	19958	42952
Імовірний річний збиток, грн.	4104000	552000
Наведені річні витрати, грн./рік	4135405	619492
Річний економічний ефект, грн./рік	3515913	

5.4 Вибір та розрахунок захистів в електроустановках до 1кВ

Живлення електричних приймачів I категорії по безперебійності електропостачання в мережах напругою до 1 кВ, як правило, здійснюється від двотрансформаторні КТП з застосуванням АВР, а II і III категорій – від однострансформаторних КТП. Застосовуються магістральні схеми живлення з використанням комплектних шинопроводів, магістральних серії ШМА і розподільних серії ШРА. Застосовуються схеми з мінімальною кількістю проміжних розподільних пунктів РП.

Магістральні схеми з застосуванням шинопроводів забезпечують високу надійність електропостачання. Радіальні схеми мереж з розподільними щитами застосовуються у тих випадках, коли територіальний розподіл електричних навантажень і умови виробництва не дозволяють застосувати магістралі, а також для живлення потужних споживачів і великих зосереджених навантажень. В мережах з напругою до 1 кВ основними видами пошкоджень є короткі замикання між фазами і окремих фаз на землю.

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

Розрахунки опорів.

Розрахунки струмів короткого замикання і захистів в мережах напругою до 1 кВ мають свої особливості, які представлені в нижченаведених прикладах.

Приклад 5.17 Розрахунки опорів електричної мережі 0,4 кВ.

Вихідні дані. Електрична мережа 0,4 кВ та її параметри представлені на рис. 5.11.

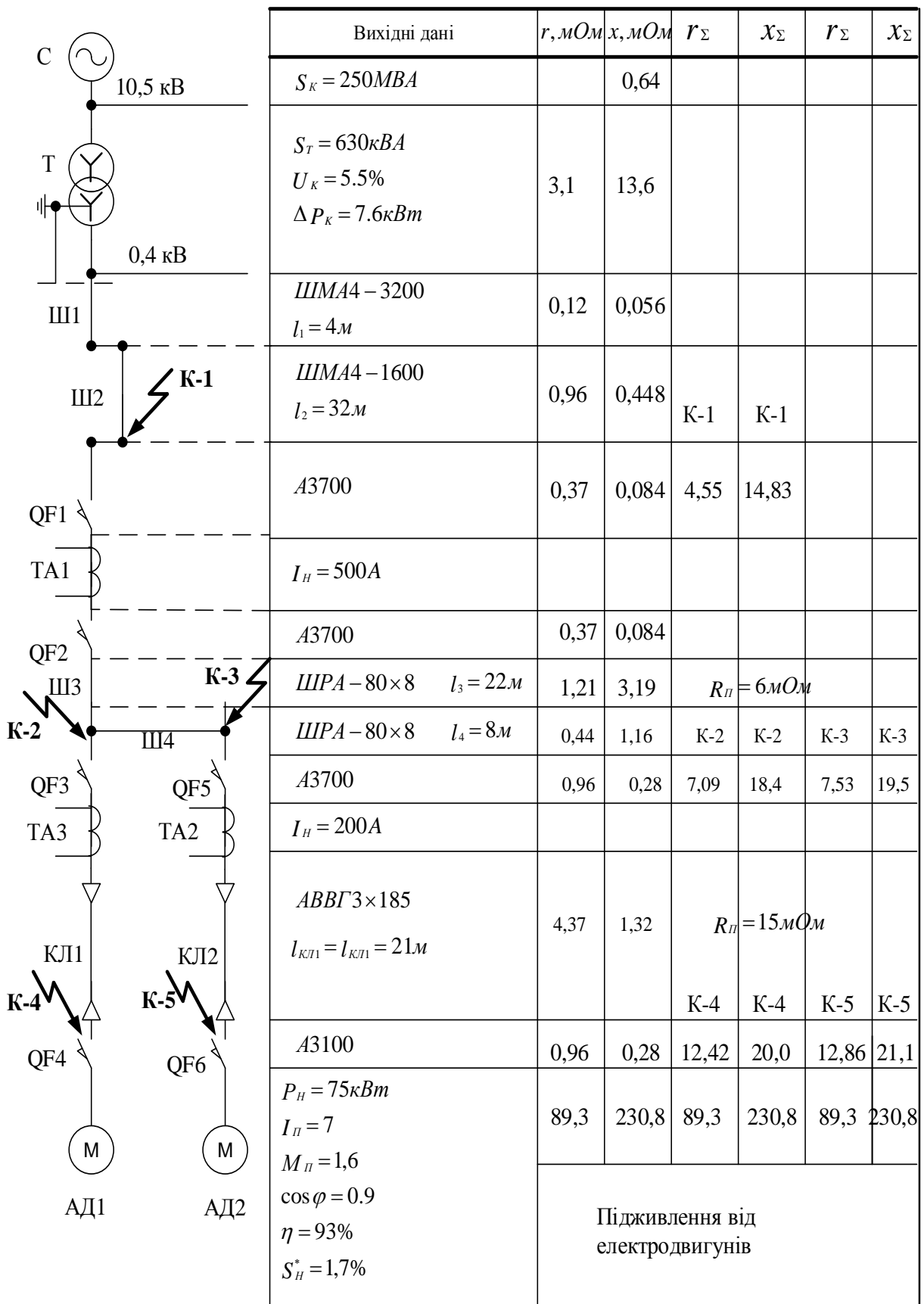


Рисунок 5.11 – Розрахункова схема мережі 0,4 кВ

Рішення. Опори елементів схеми.

Система:

$$X_{C-BH} = U_{BH}^2 / S_K,$$
$$X_{C-BH} = 10,5^2 / 250 = 0,44 \text{ Ом.}$$

Опір системи, наведене до 0.4 кВ:

$$X_{C-НН} = 10^3 X_{C-BH} \cdot (U_{НН} / U_{BH})^2,$$
$$X_{C-НН} = 10^3 \cdot 0,44 \cdot (0,4 / 10,5)^2 = 0,64 \text{ мОм.}$$

Трансформатор:

$$Z_T = 10^4 U_K U_{HH}^2 / S_T$$
$$Z_T = 10^4 \cdot 5,5 \cdot 0,4^2 / 630 = 14 \text{ мОм,}$$
$$r_T = 10^6 P_K U_{HH}^2 / S_T^2,$$
$$r_T = 10^6 \cdot 7,6 \cdot 0,4^2 / 630^2 = 3,1 \text{ мОм,}$$
$$x_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2}.$$
$$x_T = \sqrt{14^2 - 3,1^2} = 13,6 \text{ мОм.}$$

Шини и шинопроводи:

$$r_{Ш} = r_{\Pi} l,$$
$$X_{Ш1} = X_{\Pi} l.$$

Ш1: ШМА4 -3200 А ($l = 8$ м):

$$r_{Ш1} = 0,015 \cdot 8 = 0,12 \text{ мОм,}$$
$$X_{Ш1} = 0,007 \cdot 8 = 0,056 \text{ мОм.}$$

Ш2: ШМА4 -1600 А ($l = 32$ м):

$$r_{Ш2} = 0,03 \cdot 32 = 0,96 \text{ мОм,}$$
$$X_{Ш2} = 0,014 \cdot 32 = 0,448 \text{ мОм.}$$

Ш3: ШРА -80 × 8: ($l = 22$ м):

$$r_{Ш3} = 0,055 \cdot 22 = 1,21 \text{ мОм,}$$
$$X_{Ш3} = 0,145 \cdot 22 = 3,19 \text{ мОм.}$$

Ш4: ШРА -80 × 8: ($l = 8$ м):

$$r_{Ш4} = 0,055 \cdot 8 = 0,44 \text{ мОм,}$$
$$X_{Ш4} = 0,145 \cdot 8 = 1,16 \text{ мОм.}$$

Кабелі: КЛ1, КЛ2, АВВГ 3 × 185 ($l_{КЛ1} = l_{КЛ2} = 21$ м):

$$r_{КЛ} = r_{\Pi} l,$$
$$X_{КЛ} = X_{\Pi} l,$$
$$r_{КЛ1} = r_{КЛ2} = 0,208 \cdot 21 = 4,37 \text{ мОм,}$$
$$X_{КЛ1} = X_{КЛ2} = 0,063 \cdot 21 = 1,32 \text{ мОм.}$$

Перехідні опори для автоматичних вимикачів:

QF1, QF2 (по даним ТА1 с $I_H = 500$ А):

$$r_{QF1,2} = 0,25 + 0,12 = 0,37 \text{ мОм,}$$
$$X_{QF1,2} = 0,084 \text{ мОм.}$$

QF3 – QF6 (по даним ТА2 с $I_H = 200$ А):

$$r_{QF3-6} = 0,6 + 0,36 = 0,96 \text{ мОм,}$$
$$X_{QF3-6} = 0,28 \text{ мОм.}$$

Активний опір дуги:

$$R_{\Pi} = 15 \text{ мОм (лініях) и } R_{\Pi} = 6 \text{ мОм (в КТП).}$$

Параметри асинхронних електродвигунів:

$P_{M1} = P_{M2} = 75$ кВт, $U_H = 380$ В, $I_{\Pi} = 7$, $M_{\Pi} = 1,6$, $\cos\varphi = 0,9$, $s_H = 1,7$ %, $\eta = 93$ %.

Номинальний струм електродвигуна:

$$I_H = \frac{P_H}{\sqrt{3}U_H \cos\varphi} 10^3,$$

$$I_H = \frac{75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0.9} = 126.8 \text{ А}$$

Активний опір електродвигуна:

$$r_M = r_c + \frac{r'_P}{C} = \frac{K_M P_H (1 - \eta)}{3I_H^2 \eta} 10^6 + \frac{M_{\Pi} (P_H + \Delta P_{\text{мех}}) C}{3K_{\Pi} I_H^2 (1 - S_{H*})} 10^6,$$

$$r_M = r_c + \frac{r'_P}{C} = \frac{0.3 \cdot 75 (1 - 0.93) 10^6}{3 \cdot 126.8^2 \cdot 0.93} + \frac{1.6 (75 + 0.75) 1.04 \cdot 10^6}{3 \cdot 7^2 \cdot 126.8^2 (1 - 0.017)}$$

$$= 35.1 + 54.2 = 89.3 \text{ мОм.}$$

Індуктивний опір електродвигуна:

$$X_M = \sqrt{\left(\frac{U_H 10^3}{\sqrt{3} I_{\Pi} I_H}\right)^2 - r_M^2} = \sqrt{247.5^2 - 89.3^2} = 230.8 \text{ мОм,}$$

$$X_M = \sqrt{\left(\frac{380 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 7 \cdot 126.8}\right)^2 - 89.3^2} = \sqrt{247.5^2 - 89.3^2} = 230.8 \text{ мОм.}$$

Результати розрахунків показані на розрахунковій схемі мережі 0,4 кВ (див. рис. 5.11).

Розрахунки міжфазних коротких замикань.

Початкове діюче значення періодичної складової струму короткого замикання від джерела живлення:

$$I_{\Pi 0}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср-н}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}},$$

де $U_{\text{ср-н}}$ – середня номінальна напруга в місці короткого замикання, кВ; $r_{1\Sigma}$, $x_{1\Sigma}$ – відповідно активне і індуктивне сумарні опори прямої послідовності, мОм.

Ударний струм короткого замикання від джерела живлення:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} I_{\Pi 0} K_{\text{уд}},$$

де $k_{\text{уд}}$ – ударний коефіцієнт, який визначається в залежності від r_{Σ}/x_{Σ} , (табл. 5.13).

Таблиця 5.13 – Значення ударного коефіцієнта

r_{Σ}/x_{Σ}	0,5	0,8	1	1,5	2	3	4	5	6	7	8	9
k_y	1,0	1,02	1,05	1,12	1,2	1,35	1,46	1,53	1,59	1,63	1,67	1,71

Для наближених розрахунків приймаємо k_y наступним:

для металевого короткого замикання в РУ НН КТП і в місцях підключення кабелів і шинопроводу $k_y=1,5$;

для короткого замикання через перехідний опір $k_y=1,3$;

для короткого замикання на вторинних збірках, де є великий вплив кабелів $k_y=1,1$;

для всіх інших випадків $k_y=1$;

ударний коефіцієнт струму короткого замикання від електродвигунів дорівнює 1.,

Початкове діюче значення періодичної складової струму короткого замикання від місцевих асинхронних електродвигунів:

$$I_{\text{По,М}}^{(3)} = \frac{E_{\text{ОМ}}''}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(r_{\text{М}} + r_{\text{СВ}})^2 + (X_{\text{М}}'' + X_{\text{СВ}})'^2}},$$

де $E_{\text{ОМ}}$ – сверхперехідна ЕРС електродвигуна, для асинхронних двигунів приймається рівною $0,9U_{\text{НОМ}}$; $r_{\text{СВ}}$ и $X_{\text{СВ}}$ – відповідно активний і індуктивний опори, якими електродвигун пов'язаний з точкою короткого замикання.

Якщо опір зв'язку $Z_{\text{СВ}} > 1,5Z_{\text{Т}}$, то підживлення місця короткого замикання від електродвигунів до уваги не береться.

Значення струму короткого замикання в мінімальному режимі визначається при двофазному короткому замиканні з урахуванням струмообмежувальної дії дуги за формулою:

$$I_{\text{МИН}}^{(2)} = \frac{U_{\text{СР-Н}}}{2 \cdot \sqrt{(r_{1\Sigma} + r_{\text{П}})^2 + (X_{1\Sigma})^2}} 10^3.$$

Приклад 5.18 Розрахунки міжфазних коротких замикань в мережі 0,4 кВ.

Вихідні дані в прикладі 5.17 і на рис. 5.10.

Рішення. Розрахунки міжфазних коротких замикань в точці в К-1.

Струм короткого замикання від джерела живлення:

$$I_{\text{К-мак}}^{(3)} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \sqrt{4,55^2 + 14,83^2}} = 14,91 \text{ кА}$$

Ударний коефіцієнт, який визначається в залежності від r_{Σ} / x_{Σ} (див. табл. 5.13):

$$r_{\Sigma} / x_{\Sigma} = 14,83 / 4,55 = 3,26,$$

$$k_y = 1,38.$$

Струми підживлення від місцевих асинхронних електродвигунів, кА:

$$I_{\text{М1}}^{(3)} = \frac{0,9 \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \sqrt{(89,3 + 7,87)^2 + (230,8 + 5,2)^2}} = 0,82 \text{ кА}$$

$$I_{M2}^{(3)} = \frac{0.9 \cdot 0.4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \sqrt{(89.3 + 8.3)^2 + (230.8 + 6.4)^2}} = 0.81 \text{ кА}$$

Сумарний струм трифазного КЗ в точці К-1:

$$I_{K\Sigma}^{(3)} = 14.91 + 0.82 + 0.81 = 16.54 \text{ кА.}$$

Ударний струм для вибору і перевірки комутаційних апаратів:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 14.91 \cdot 1.38 + \sqrt{2} \cdot 1.63 = 31.3 \text{ кА.}$$

Мінімальний струм двофазного КЗ для перевірки чутливості захистів:

$$I_{\text{мин}}^{(2)} = \frac{0.4}{2 \cdot \sqrt{(4.55 + 6)^2 + (14.83)^2}} 10^3 = 11 \text{ кА.}$$

Розрахунки міжфазних коротких замикань в точці в К-2.

Струм короткого замикання від джерела живлення:

$$I_{K\text{max}}^{(3)} = \frac{0.4}{\sqrt{3} \sqrt{7.09^2 + 18.4^2}} 10^3 = 11.72 \text{ кА}$$

Ударний коефіцієнт, який визначається в залежності від співвідношення:

$$r_{\Sigma} / x_{\Sigma} = 18.4 / 7.09 = 2.6, \\ k_y = 1.26.$$

Токи підживлення від місцевих асинхронних електродвигунів, кА:

$$I_{M1}^{(3)} = \frac{0.9 \cdot 0.4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \sqrt{(89.3 + 5.33)^2 + (230.8 + 1.6)^2}} = 0.83 \text{ кА,}$$

$$I_{M2}^{(3)} = I_{M1}^{(3)} = 0.83 \text{ кА.}$$

Сумарний струм трифазного КЗ в точці К-2:

$$I_{K\Sigma}^{(3)} = 11.72 + 2 \cdot 0.83 = 13.4 \text{ кА.}$$

Ударний струм для вибору і перевірки комутаційних апаратів:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 11.72 \cdot 1.26 + \sqrt{2} \cdot 2 \cdot 0.83 = 23.2 \text{ кА.}$$

Мінімальний струм двофазного КЗ для перевірки чутливості захистів:

$$I_{\text{min}}^{(2)} = \frac{0.4}{2 \sqrt{(7.09 + 15)^2 + 18.4^2}} 10^3 = 6.96 \text{ кА.}$$

Розрахунки однофазних коротких замикань.

Струм однофазного короткого замикання:

$$I_K^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_T^{(1)}}{3} + Z_{\Pi\Sigma}}$$

де $Z_T^{(1)}$ – опір понижувального трансформатора мережі 0,4 кВ струмам однофазного короткого замикання; $Z_{\Pi\Sigma}$ – опір петлі фаза-нуль від трансформатора до точки короткого замикання.

Приклад 5.19 Розрахунки однофазних коротких замикань в мережі 0,4 кВ.

Вихідні дані в прикладі 5.17 і на рис. 5.10.

Рішення. Розглядається приклад розрахунку для найвіддаленішої точки короткого замикання К-5. Приймаються наступні значення опорів.

Для трансформатора 630 кВА:

$$U_K = 5,5 \%, Z_T^{(1)} = 128 \text{ мОм.}$$

Для шин:

$$Z_{\Pi, Ш1} = 0,053 \cdot 8 = 0,424 \text{ мОм, } Z_{\Pi, Ш2} = 0,087 \cdot 32 = 2,8 \text{ мОм,}$$

$$Z_{\Pi, Ш3} = 0,81 \cdot 22 = 17,8 \text{ мОм, } Z_{\Pi, Ш4} = 0,81 \cdot 8 = 6,5 \text{ мОм.}$$

Для кабельних ліній:

$$Z_{\Pi, Кл2} = 0,45 \cdot 21 = 9,45 \text{ мОм,}$$

Сумарний опір петлі фаза-нуль для К-5:

$$Z_{\Pi, \Sigma} = 0,42 + 2,8 + 17,8 + 6,5 + 9,45 = 37 \text{ мОм.}$$

Струм однофазного короткого замикання дорівнює:

$$I_{K5}^{(1)} = \frac{231,2}{\frac{128}{3} + 37} = 2,9 \text{ кА.}$$

Розрахунки струму однофазного короткого замикання з урахуванням струмообмежувальної дії електричної дуги (перехідний опір електричної дуги $R_{\Pi} = 15 \text{ мОм}$):

$$I_{K5, \Pi}^{(1)} = \frac{231,2}{\frac{128}{3} + 37 + 15} = 2,44 \text{ кА}$$

Результати розрахунку струмів короткого замикання наведені в табл. 5.14.

Таблиця 5.14 – Результати розрахунків струмів КЗ в мережі 0,4 кВ

Джерело короткого замикання		$I_{\text{по}}^{(3)}$, кА	$K_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}}$, кА	$I_{\text{мін}}^{(2)}$, кА	$I_{\text{к}}^{(1)} / I_{\text{кп}}^{(1)}$, кА
К-1	Мережа	14.9	1.38	29	11.0	5.04/3.8
	М1	0.82	1	1.156		
	М2	0.81	1	1.142		
	Сума	16.54		31.3		
К-2	Мережа	11.72	1.26	20.82	6.69	3.63/2.94
	М1	0.83	1	1.17		
	М2	0.83	1	1.17		
	Сума	13.4		23.2		
К-3	Мережа	11.03	1.26	19.6	6.7	3.3/2.7
	М1	0.83	1	1.17		
	М2	0.83	1	1.17		
	Сума	12.7		21.9		
К-4	Мережа	9.82	1.13	15.65	5.88	3.16/2.62
	М1	0.84	1	1.18		
	М2	0.81	1	1.142		
	Сума	11.5		18		
К-5	Мережа	9.34	1.13	14.88	5.7	2.9/2.44
	М1	0.81	1	1.142		
	М2	0.84	1	1.18		
	Сума	11.0		17.2		

Умови вибору запобіжників.

Плавкі запобіжники – це електричні апарати, призначені для захисту ланцюгів від надструмів. Плавкі запобіжники є апаратами одноразової дії з по фазним відключенням ланцюга, що захищається. Вони спрацьовують автономно в залежності від ступеня і тривалості впливу струму і не потребують будь-яких зовнішніх вимірювальних і управляючих ланцюгів. Запобіжник – це пристрій, вимірювальною частиною якого є плавка вставка. Запобіжник виконує одночасно функції захисту і комутації. Основними елементами запобіжника є плавка вставка і патрон (для запобіжника параметр спрацьовування визначається плавкою вставкою). В електроустановках застосовуються газогенеруючі і кварцові запобіжники різних типів.

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

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

Запобіжник характеризується номінальною напругою $U_{\text{ПР, ном}}$, номінальними струмами патрона $I_{\text{ПАТ, ном}}$ і плавкою вставки (замінного елемента) $I_{\text{ВСТ, ном}}$, номінальним струмом, що відключається $I_{\text{ПР, ОТК}}$, а також часо-струмовими характеристиками плавлення плавкої вставки $t_{\text{пл}} = f(I_{\text{П, КЗ}})$ і відключення ланцюга $t_{\text{ВІДКЛ}} = f(I_{\text{П, КЗ}})$, де $I_{\text{П, КЗ}}$ – періодична складова очікуваного струму КЗ в ланцюзі, де встановлено запобіжник. Крім того, може бути задана характеристика токового обмеження $i_{\text{СКВ}} = f(I_{\text{П, КЗ}})$.

У патроні запобіжника поміщають різні плавкі вставки при дотриманні умови $I_{\text{ВСТ, ном}} < I_{\text{ПАТ, ном}}$.

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

Номінальний струм відключення запобіжника ($I_{\text{ПР, ОТК}}$) – це найбільше значення періодичної складової очікуваного струму короткого замикання в ланцюзі, яку запобіжник здатний відключити.

Під очікуваним струмом КЗ ($i_{\text{ОЧ}}$) розуміють струм, який був би в ланцюзі при відсутності в ній запобіжника, т. е. струм не обмежений дією запобіжника. Запобіжники, у яких $i_{\text{СКВ}} < i_{\text{ОЧ}}$, мають струмообмежувальний ефект, і їх прийнято називати струмообмежувальними запобіжниками.

Струмообмежувальна здатність запобіжників залежить від номінального струму вставки, значення очікуваного струму КЗ і фази включення (наявності та значення аперіодичної складової струму КЗ). Чим більше номінальний струм плавкої вставки, тим нижче струмообмежувальна дія запобіжника.

При відключенні ланцюга струмообмежувальним запобіжником можуть виникнути перенапруження, тим більші, чим швидше знижується струм в ланцюзі. Обмеження перенапруг досягається спеціальною конструкцією плавких вставок. Комутаційна здатність запобіжника повинна задовольняти умові: $I_{\text{ПР, ОТК}} \geq I_{\text{П, КЗ}}$.

Вибір запобіжників проводиться з урахуванням того, щоб плавка вставка не плавилась при допустимих для даного ланцюга режимах, в тому числі при допустимих для ланцюга перевантаженнях, і щоб запобіжник ефективно і селективно захищав ланцюг при КЗ. Умови вибору запобіжників регламентується 3-ма параметрами:

1) напругою електричної мережі, що захищається U_C :

$$U_{\text{ПР, НОМ}} \geq U_C,$$

2) максимальним струмом КЗ, що відключається $I_{\text{К, max}}$:

$$I_{\text{ПР, ВІДКЛ}} \geq I_{\text{К, max}},$$

3) режимами роботи електроустановки $I_{\text{ВСТ, НОМ}}$.

Обов'язкові три умови вибору плавкої вставки $I_{\text{ВСТ, НОМ}}$:

1) умова відбудови від максимального струму в робочому режимі $I_{\text{Р.М.}}$:

$$I_{\text{ВСТ, НОМ}} \geq k_{\text{ВІД}} \cdot I_{\text{Р.М.}},$$

2) умова відбудови від струму короткочасного перевантаження $I_{\text{ПЕР}}$ (наприклад, рухового навантаження):

$$I_{\text{ВСТ, НОМ}} \geq I_{\text{ПЕР}} / k_{\text{ПЕР}},$$

3) умова нормованої чутливості захисту запобіжниками до пошкоджень в зоні, що захищається $I_{\text{К, min}}$:

$$I_{\text{ВСТ, НОМ}} \leq I_{\text{К, min}} / k_{\text{Ч, НОР}}.$$

В останніх трьох формулах позначено: $k_{\text{ВІД}}$ – коефіцієнт відбудови, рівний (1,1...1,25); $k_{\text{ПЕР}}$ – коефіцієнт перевантаження ланцюга, що захищається; $k_{\text{Ч, НОР}}$ – нормований коефіцієнт чутливості, що дорівнює (3...10).

Рекомендована методика розрахунку струму перевантаження $I_{\text{ПЕР}}$ полягає в наступному.

1. Налаштування від пуску найпотужнішого електродвигуна ($I_{\text{ПУСК, max}}$) в складі навантаження для запобіжника: $I_{\text{ПЕР}} = k_C \sum^{n-1} I_{\text{Р.М}} + I_{\text{ПУСК, max}}$, де k_C – коефіцієнт попиту навантаження (<1); n – кількість споживачів.

2. Налаштування від режимів самозапуску в циклах АВР и АПВ:

$$I_{\text{ПЕР}} = \sum^m I_{\text{СЗП}},$$

де m – кількість електродвигунів, що самозапускаються.

Примітки для вибору $I_{\text{ВСТ, НОМ}}$:

А) Якщо запобіжник тільки для захисту від коротких замикань:

$$I_{\text{ВСТ, НОМ}} \leq 3 \cdot I_{\text{ДЛ. ДОП.}}$$

Б) Якщо запобіжник призначений для захисту від перевантаження і від коротких замикань:

$$1) I_{\text{ВСТ, НОМ}} \leq (I_{\text{ДЛ. ДОП}} / 1,25),$$

$$2) I_{\text{ВСТ, НОМ}} \leq (I_{\text{К, min}} / 3,0).$$

Селективність для запобіжників повинна бути як в нормальних режимах, так і при зовнішніх (наскрізних) коротких замикань. Рекомендується, щоб при

$I_{СКВ, \max}$ час спрацьовування подальшого до джерела живлення запобіжника $t_{\text{ПОСЛ}}$ було більше часу спрацьовування попереднього запобіжника $t_{\text{ПРЕД}}$ з урахуванням розкиду тимчасових характеристик: $t_{\text{ПОСЛ}} \geq 3t_{\text{ПРЕД}}$.

Приклад 5.20 Вибір запобіжника по перетину.

Вихідні дані. Перетин трьохжильного кабелю $s = 50 \text{ мм}^2$.

Рішення. З довідників для $s = 50 \text{ мм}^2$ знаходимо тривалий допустимий струм для кабелю $I_{\text{ДЛ. ДОП}} = 125 \text{ А}$. Для захисту від перевантаження номінальний струм плавкої вставки дорівнює:

$$I_{\text{ВСТ, НОМ}} \leq 125 / 1,25 = 100 \text{ А}.$$

Приклад 5.21 Вибір запобіжника по мінімальному струму короткого замикання.

Вихідні дані. Мінімальний струм короткого замикання в зоні, що захищається $I_{\text{К, min}} = 180 \text{ А}$

Рішення. Номінальний струм плавкої вставки вибираємо на вимогу нормованої чутливості до пошкоджень:

$$I_{\text{ВСТ, НОМ}} \leq 180 / 3,0 = 56 \text{ А}.$$

Вибираємо номінальний струм плавкої вставки $I_{\text{ВСТ, НОМ}} = 50 \text{ А}$.

Приклад 5.22 Вибір запобіжника за параметрами мережі, що захищається.

Вихідні дані. Вихідні дані: $I_{\text{Р.М.}} = 25 \text{ А}$, $I_{\text{ПЕР}} = 72 \text{ А}$, $k_{\text{ПЕР}} = 2$.

Рішення. Номінальний струм плавкої вставки вибираємо з двох умов:

1) умова відбудови від максимального робочого струму навантаження

$$I_{\text{ВСТ, НОМ}} \geq 1,2 \cdot 25 = 30 \text{ А};$$

2) умова відбудови від струмів перевантаження рухового навантаження (відбудова від пусків електродвигунів)

$$I_{\text{ВСТ, НОМ}} \geq 72 / 2 = 36 \text{ А}.$$

Вибираємо номінальний струм плавкої вставки $I_{\text{ВСТ, НОМ}} = 40 \text{ А}$.

Приклад 5.23 Вибір запобіжника за параметрами попереднього запобіжника.

Вихідні дані. Вибрати запобіжник F2 за параметрами попереднього запобіжника F1 ($I_{\text{ВСТ, НОМ1}} = 40 \text{ А}$ і максимального струму КЗ в кінці зони, що захищається електричної мережі для запобіжника F1 – $I_{\text{К, max}} = 250 \text{ А}$).

Рішення. За захисними характеристиками (рис. 2.2) для запобіжника F1 ($I_{\text{ВСТ, НОМ1}} = 40 \text{ А}$) при струмі $I_{\text{К, max}} = 250 \text{ А}$ час перегорання плавкої вставки $t_{\text{F1}} = 0,3 \text{ с}$.

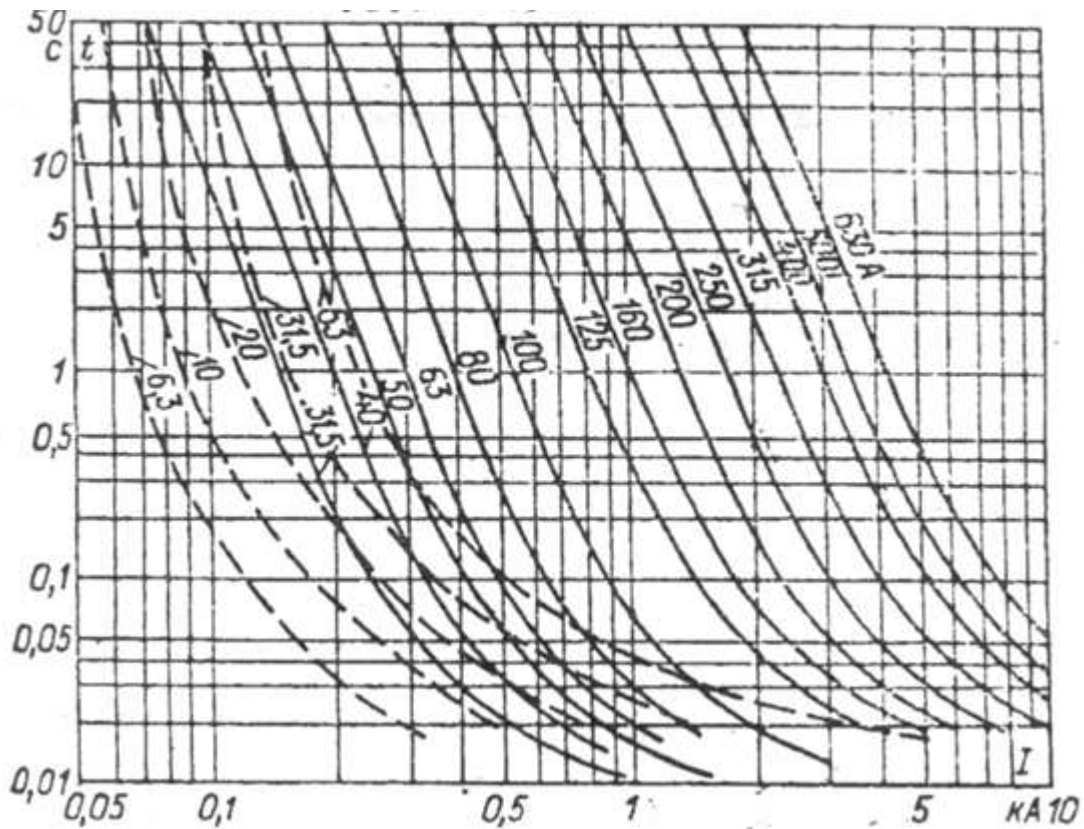


Рисунок 5.12 – Характеристики плавких вставок запобіжників

Тому для селективної дії подальшого запобіжника $F2$ його час спрацьовування (перегорання) має бути

$$t_{F2} \geq 3t_{F1},$$

$$t_{F2} = 3 \cdot 0,3 = 0,9 \text{ с.}$$

А для цього часу по захисним характеристикам (див. рис. 5.12) відповідає вставка $I_{\text{ВСТ, ном}2} = 60 \text{ А}$.

Приклад 5.24 Розрахунок захисної здатності запобіжника.

Вихідні дані. Визначити довжину лінії $l_{\text{ПР}}$, яку здатний захистити запобіжник від коротких замикань для наступних умов. Опір понижувального трансформатора КТП ($S_{\text{T}} = 400 \text{ кВА}$) струмам однофазного короткого замикання $Z_{\text{T}}^{(1)} = 56 \text{ мОм}$; фазна напруга $U_{\text{Ф}} = 220 \text{ В}$; навантаження: багатоквартирний будинок з максимальною потужністю $S_{\text{max}} = 45 \text{ кВА}$; довжина лінії живлення $L = 380 \text{ м}$ з погонним опором петлі «фаза - нуль» рівним

$$Z_{\text{П. пог}} = 2,1 \text{ мОм / м.}$$

Рішення. Визначаємо максимальний робочий струм навантаження

$$I_{\text{р.м.}} = S_{\text{max}} / U_{\text{Ф}},$$

$$I_{\text{р.м.}} = 45000 / 220 = 204 \text{ А.}$$

Умова вибору запобіжника:

Вибираємо номінальний струм плавкої вставки $I_{\text{ВСТ, ном}} = 250 \text{ А}$.

Опір спрацьовування плавкої вставки:

$$Z_{\text{ВС}} = U_{\text{Ф}} / I_{\text{ВСТ, ном}1}$$

$$Z_{\text{ВС}} = 220 / 250 = 0,88 \text{ Ом} = 880 \text{ мОм.}$$

Опір джерела живлення:

$$Z_{\text{ИП}} = Z_{\text{T}}^{(1)} / 3,$$
$$Z_{\text{ИП}} = 56 / 3 = 18,7 \text{ мОм.}$$

Захисна здатність запобіжника:

$$l_{\text{ПР}} = (Z_{\text{ВС}} - Z_{\text{ИП}}) / Z_{\text{П. ПОГ}},$$
$$l_{\text{ПР}} = (880 - 18,7) / 2,1 = 410 \text{ м.}$$

Таким чином, захисна здатність запобіжника $l_{\text{ПР}}$ перевищує довжину кабелю L від КТП до навантаження:

$$l_{\text{ПР}} > L,$$
$$410 \text{ м} > 380 \text{ м.}$$

Приклад 5.25 Вибір номінальних струмів плавких вставки для групи запобіжників.

Вихідні дані. Вибрати номінальні струми плавкої вставки для 7-ми запобіжників типу ПН-2 для 3-х розподільчих пунктів (РП). Розподільні пункти включені по радіальній схемою живлення. Головний розподільний пункт – РП1, лінія $W1$ (запобіжник від РП1 пов'язує його з РП2, лінія $W2$ пов'язує РП2 і РП3. Характеристика РП2: максимальний струм КЗ на шинах $I_{\text{К-2, max}} = 600 \text{ А}$, запобіжник $F2$ для лінії $W2$, запобіжник $F3$ для освітлювального навантаження лінії $W3$ с $I_{\text{Р.М., W1}} = 18 \text{ А}$, запобіжник $F4$ для двигуна $M1$ зі струмом $I_{\text{M1}} = 40 \text{ А}$. Характеристика РП3: максимальний струм КЗ на шинах $I_{\text{К-3, max}} = 450 \text{ А}$, запобіжник $F5$ для освітлювального навантаження лінії $W4$ с $I_{\text{Р.М., W4}} = 30 \text{ А}$, запобіжник $F6$ для двигуна $M2$ с струмом $I_{\text{M2}} = 20 \text{ А}$, запобіжник $F7$ для двигуна $M3$ с струмом $I_{\text{M3}} = 27 \text{ А}$. У розрахунках приймається: коефіцієнт попиту навантаження $k_{\text{С}} = 1$; коефіцієнт відбудови $k_{\text{ОТС}} = 1$, коефіцієнт перевантаження $k_{\text{ПЕР}} = 2,5$; кратність пускового струму для всіх двигунів $k_{\text{П}} = 5$.

Рішення. Визначаємо плавку вставку для запобіжника $F5$ (РП3) с освітлювальним навантаженням $W4$ по умові відбудови від максимального режиму навантаження:

$$I_{F5} \geq k_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{Р.М., W4}},$$
$$I_{F5} \geq 1,2 \cdot 30 = 36 \text{ А.}$$

Вибираємо плавку вставку $I_{F5} = 40 \text{ А}$.

Визначаємо плавку вставку для запобіжника $F6$ (РП3) з руховим навантаженням по двом умовам:

1) умова відбудови від нормального режиму

$$I_{F6} \geq k_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{M2}},$$
$$I_{F6} \geq 1,2 \cdot 20 = 24 \text{ А};$$

2) умова відбудови від струмів короткочасного перевантаження (відбудова від пусків електродвигунів)

$$I_{F6} \geq I_{\text{ПЕР}} / k_{\text{ПЕР}} = k_{\text{П}} \cdot I_{\text{M2}} / k_{\text{ПЕР}},$$
$$I_{F6} = 5 \cdot 20 / 2,5 = 40 \text{ А.}$$

Вибираємо номінальний струм плавкої вставки $I_{F6} = 40 \text{ А}$.

Аналогічно визначаємо плавку вставку для $F7$ (РП3):

1) умова відбудови від нормального режиму

$$I_{F7} \geq k_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{M3}},$$

$$I_{F7} \geq 1,2 \cdot 27 = 32,4 \text{ A};$$

2) умова відбудови від струмів короткочасного перевантаження (відбудова від пусків електродвигунів)

$$I_{F7} \geq I_{\text{ПЕР}} / k_{\text{ПЕР}} = k_{\text{П}} \cdot I_{\text{М3}} / k_{\text{ПЕР}}$$

$$I_{F7} \geq 5 \cdot 27 / 2,5 = 54 \text{ A}.$$

Вибираємо номінальний струм плавкої вставки $I_{F7} = 63 \text{ A}$.

Визначаємо плавку вставку для запобіжника $F3$ (РП2) з освітлювальним навантаженням $W3$ по умові відбудови від максимального режиму навантаження:

$$I_{F3} \geq k_{\text{ВІД}} \cdot I_{\text{Р.М., W3}},$$

$$I_{F3} \geq 1,2 \cdot 18 = 21,6 \text{ A}.$$

Вибираємо плавку вставку $I_{F3} = 31,5 \text{ A}$.

Визначаємо плавку вставку для запобіжника $F4$ (РП2) з руховим навантаженням:

1) умова відбудови від нормального режиму

$$I_{F4} \geq k_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{М1}},$$

$$I_{F4} \geq 1,2 \cdot 40 = 48 \text{ A};$$

2) умова відбудови від струмів короткочасного перевантаження

$$I_{F4} \geq I_{\text{ПЕР}} / k_{\text{ПЕР}} = k \cdot I_{\text{М1}} / k_{\text{ПЕР}}$$

$$I_{F4} \geq 5 \cdot 40 / 2,5 = 80 \text{ A}.$$

Вибираємо номінальний струм плавкої вставки $I_{F4} = 80 \text{ A}$.

Плавку вставку для запобіжника $F2$ (РП2) визначаємо за максимальним тривалим навантаженням лінії $W2$ ($W4 + M2 + M3$) і по короткочасному перевантаженню під час пуску найпотужнішого електродвигуна $M3$ на секції РП3:

$$1) I_{F2} \geq k_{\text{ВІД}} \cdot I_{\text{Р.М., W2}} = k_{\text{ВІД}} (I_{\text{Р.М., W4}} + I_{\text{M2}} + I_{\text{M3}}),$$

$$I_{F2} \geq 1,2 (30 + 20 + 27) = 1,2 \cdot 77 = 92,4 \text{ A};$$

$$2) I_{F2} \geq I_{\text{ПЕР}} / k_{\text{ПЕР}} = (k_{\text{С}} \sum^{n-1} I_{\text{Р.М}} + I_{\text{ПУСК, max}}) / k_{\text{ПЕР}} = [k_{\text{С}} \cdot (I_{\text{Р.М., W4}} + I_{\text{M2}}) + k_{\text{П}} \cdot I_{\text{M3}}] / k_{\text{ПЕР}},$$

$$I_{F2} \geq [1 \cdot (30 + 20) + 5 \cdot 27] / 2,5 = 185 / 2,5 = 74 \text{ A}.$$

З двох умов вибираємо найбільше значення і приймаємо вставку $I_{F2} = 100 \text{ A}$.

Аналогічно плавку вставку для запобіжника $F1$ (РП1) визначаємо за максимальним тривалим навантаженням лінії $W1$ ($W2 + W3 + M1$) і по короткочасному перевантаженню під час пуску найпотужнішого електродвигуна $M1$ на секції РП2:

$$1) I_{F1} \geq k_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{Р.М., W1}} = k_{\text{ВІД}} (I_{\text{Р.М., W2}} + I_{\text{Р.М., W3}} + I_{\text{M1}}),$$

$$I_{F1} \geq 1,2 (77 + 18 + 40) = 1,2 \cdot 135 = 162 \text{ A};$$

$$2) I_{F1} \geq I_{\text{ПЕР}} / k_{\text{ПЕР}} = (k_{\text{С}} \sum^{n-1} I_{\text{Р.М}} + I_{\text{ПУСК, max}}) / k_{\text{ПЕР}} = [k_{\text{С}} \cdot (I_{\text{Р.М., W2}} + I_{\text{W2}}) + k_{\text{П}} \cdot I_{\text{M1}}] / k_{\text{ПЕР}},$$

$$I_{F1} \geq [1 \cdot (77 + 18) + 5 \cdot 40] / 2,5 = 118 \text{ A}.$$

З двох умов вибираємо найбільше значення і приймаємо вставку

$$I_{F1} = 160 \text{ A}.$$

Основні параметри обраних плавких вставок (номінальні струми вставок $I_{\text{ВСТ, ном}}$ і часи плавлення вставок $t_{\text{ПР}}$ при максимальних токах короткого замикання в відповідних точках) показані в табл 2.3.

Таблиця 5.15 – Параметри запобіжників

Запобіжник	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7
$I_{\text{ВСТ, ном}}$	160	100	31,5	80,0	40,0	40,0	63,0
$t_{\text{ПР, с}}$ (при $I_{\text{К-3, max}} = 450 \text{ A}$)	45	2,5	–	–	0,05	0,05	0,15
$t_{\text{ПР, с}}$ (при $I_{\text{К-2, max}} = 600 \text{ A}$)	10	0,45	0,03	0,10	–	–	–

Перевірку селективності дії запобіжників виконаємо по захисним характеристикам (див. рис. 5.14 і табл. 5.15).

Захисти будуть селективні, якщо час плавлення (відключення) подальшого запобіжника до джерела живлення. ($t_{\text{ПР., посл}}$) буде в 3-и рази більше часу відключення попереднього запобіжника ($t_{\text{ПР., пред}}$) при одному і тому ж струмі короткого замикання $t_{\text{ПР., посл}} \geq 3t_{\text{ПР., пред}}$.

По табл. 5.15 для струма КЗ $I_{\text{К-3, max}} = 450 \text{ A}$:

$$t_{F2} \geq 3 \cdot t_{F7},$$

$$2,5 \text{ с} > 3 \cdot 0,15 \text{ с};$$

і для струма КЗ $I_{\text{К-2, max}} = 600 \text{ A}$:

$$t_{F1} \geq 3 \cdot t_{F2},$$

$$10 \text{ с} > 3 \cdot 0,45 \text{ с}.$$

Результати розрахунків показують правильність вибору запобіжників.

Умови вибору автоматичних вимикачів.

Автоматичні вимикачі вибирають по розрахунковим умовам нормального режиму (по номінальній напрузі мережі U_{C} і по розрахунковому струму нормального режиму $I_{\text{НОРМ, РАСЧ}}$) і перевіряють на працездатність в умовах аномальних режимів (допустимий нагрів тривалим розрахунковим струмом $I_{\text{ДЛ. ДОП}}$, електродинамічна стійкість при коротких замиканнях $i_{\text{УД}}$ і комутаційна здатність під час відключення короткого замикання $I_{\text{ПО}}$).

Умови вибору для нормального режиму:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{C}},$$

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{НОРМ, РАСЧ}}.$$

Умови вибору для аномальних режимів:

$$k_{\text{ПЕР}} \cdot I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{ДЛ. ДОП}},$$

$$i_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}},$$

$$I_{\text{ОТКЛ.НОМ}} \geq I_{\text{ПО}}.$$

Основний елемент автоматичного вимикача для функції релейного захисту – це його розчіплювач. Захист від пошкоджень в електричній мережі здійснюється розчіплювачами автоматичних вимикачів. $I_{\text{РЦ.НОМ}}$ – номінальний струм розчіплювача (найбільший струм, тривалий шлях якого не викликає спрацьовування розчіплювача).

Розчіплювач як засіб багатоступінчастого захисту максимального струму характеризується номінальним струмом $I_{\text{РЦ.НОМ}}$, струмами спрацьовування

захисту I_{C3} і витримками часу t_{C3} для кожного ступеня захисту. У загальному випадку, як і для струмових захистів в мережах понад 1 кВ, позначимо основні терміни параметрів спрацьовування автоматичних вимикачів:

I^1_{C3} – струм спрацьовування першого ступеня на електромагнітний розчіплювачі (струмове відсічення).

t^1 – час спрацьовування першого ступеня на електромагнітний розчіплювачі (струмове відсічення).

I^{11}_{C3} – струм спрацьовування другого ступеня на електромагнітний розчіплювачі (струмове відсічення з витримкою часу).

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

I^{111}_{C3} – струм спрацьовування третього ступеня на тепловому розчіплювачі (максимальний струмовий захист)

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

$k^1_{C3} = I^1_{C3} / I_{PЦ, НОМ}$ – кратність струмового відсічення.

$k^{11}_{C3} = I^{11}_{C3} / I_{PЦ, НОМ}$ – кратність відсічення з витримкою часу.

$k^{111}_{C3} = I^{111}_{C3} / I_{PЦ, НОМ}$ – кратність максимального струмового захисту.

Коротка характеристика автоматичних вимикачів. Автоматичні вимикачі А3110, А3120, А3130, А31140 мають нерегульовані теплові та електромагнітні розчіплювачі, а А3160 - тільки тепловий розчіплювач.

А3700С – селективні автомати (тільки напівпровідникові розчіплювачі серії РП) містять другу (I^{11}_{C3}) і третю (I^{111}_{C3}) ступені захисту.

А 3794С має всі ступені захисту (I^1_{C3} , I^{11}_{C3} , I^{111}_{C3}).

А3700Б – струмовий обмежувальний автомат (напівпровідникові розчіплювачі I^1_{C3} і I^{11}_{C3} , а I^{111}_{C3} – електромагнітний розчіплювач). Для даного автомата наступні кратності: $k^{111}_{C3} = 1,25$; $k^{11}_{C3} = 2, 3, 5, 7, 10$.

Серія «Електрон»: Е25С (стаціонарні) і Е40В (висувні). Мають регульовані напівпровідникові розчіплювачі типу РМТ з 3-х ступінчастими захистами з залежними і незалежними витримками часу. Серія ВА50 має теплові (I^{111}_{C3}) і електромагнітні (I^{11}_{C3} , I^1_{C3}) розчіплювачі.

Приклад 5.26 Розрахунок тривалого допустимого струму для кабелю по параметрам автомата.

Вихідні дані. Визначити тривалий допустимий струм $I_{дл. доп}$ для кабелю живлення по параметрам автомата. Автомат А3720 має електромагнітний розчіплювач з уставками ($I_{PЦ, НОМ} = 80$ А і кратність струмового відсічення $k^1_{C3} = 5$).

Рішення. Струм спрацьовування відсічення дорівнює:

$$I^1_{C3} = k^1_{C3} \cdot I_{PЦ, НОМ},$$

$$I^1_{C3} = 5 \cdot 80 = 400 \text{ А.}$$

Захист від струмів КЗ ефективний за умови:

$$I^1_{C3} \leq 4,5 \cdot I_{дл. доп}.$$

Тоді тривалий допустимий струм для кабелю, що захищається, дорівнює:

$$I_{дл. доп} \geq I^1_{C3} / 4,5,$$

$$I_{\text{дл. доп}} \geq 400 / 4,5 \geq 89 \text{ А.}$$

Приклад 5.27 Вибір провідників, запобіжників і автоматів для заводської мережі.

Вихідні дані. Розглядається фрагмент заводської мережі 0,4 кВ з 2-ма розподільними пунктами РП1 і РП2. Вхідний автомат QF (А3730С: селективний (виборчий) на напівпровідниковому розчіплювачі, $I_{\text{НОМ}} = 400 \text{ А}$, $t_{\text{ПЕРЕГ.}} = 4, 8, 16 \text{ с}$ на РП2 живить ШМА-1 ($I_{\text{Н. ШМА}} = 250 \text{ А}$).

Від запобіжника $F5$ кабельна лінія КЛ живить РП1. До шин РП1 приєднані: $F1 - M1$ (електродвигун), $F2 - M2$, $F3 - M3$, $F4 - M4$. Запобіжники типу ПН-2 (насіпні, розбірні). Початкові дані для струмів електричної схеми наведені в табл 5.16.

Таблиця 5.16 – Початкові дані для струмів

Струми	Заводська мережа						
	M1	M2	M3	M4	РП1, К-2	РП2, К-1	M1, К-3
Електродвигун, $I_{\text{М}}$, А	28,4	28,4	16,8	16,8	–	–	–
$I^{(3)}$, кА	–	–	–	–	3,2	6,3	3,18
$I^{(1)}$, кА	–	–	–	–	0,8	1,5	0,75

Рішення. Визначаємо робочий максимальний струм кабельної лінії:

$$I_{\text{Р.М., КЛ}} = 2 \cdot 28,4 + 2 \cdot 16,8 = 90,4 \text{ А.}$$

Розрахунковий струм групи електроприймачів:

$$I_{\text{Р}} = k_{\text{И}} \cdot I_{\text{Р.М., КЛ}} = 0,83 \cdot 90,4 = 75,2 \text{ А.}$$

Вибираємо перетину провідників:

– для двигунів M1, M2: дроти типу АПВ; $s = 6 \text{ мм}^2$; $I_{\text{дл. доп}} = 32 \text{ А}$;

– для двигунів M3, M2: дроти типу АПВ; $s = 2,5 \text{ мм}^2$; $I_{\text{дл. доп}} = 19 \text{ А}$;

– для КЛ: кабель типу АПВБГ; $s = 16 \text{ мм}^2$; $I_{\text{дл. доп}} = 90 \text{ А}$.

Визначаємо піковий струм групи електроприймачів:

$$I_{\text{ПШК}} = I_{\text{ПМ}} + (I_{\text{Р}} - K_{\text{ВИК}} \cdot I_{\text{НО}}),$$

де $I_{\text{ПМ}}$ – найбільший з пускових струмів двигунів; $k_{\text{ВИК}}$ – коефіцієнт використання для попереднього двигуна (для металорізальних верстатів дорівнює 0,16); $I_{\text{НО}}$ – його номінальний струм.

$$I_{\text{ПМ}} = k_{\text{П}} \cdot I_{\text{НО}} = 5 \cdot 28,4 = 142 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ПШК}} = 142 + (75,2 - 0,16 \cdot 28,4) = 213 \text{ А.}$$

Вибираємо запобіжники за умовами:

$$U_{\text{ПР, НОМ}} \geq U_{\text{С}}; I_{\text{ПР, ОТК}} \geq I_{\text{К, МАХ}}; I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{Р.М.}} (I_{\text{ПШК}}).$$

Запобіжник $F5$: ПН2-250 з номінальним струмом $I_{\text{НОМ}} = 250 \text{ А}$ і струмом відключення $I_{\text{ВІДК. НОМ}} = 40 \text{ кА}$ ($> I_{\text{К-1}}^{(3)} = 6,3 \text{ кА}$).

Запобіжники $F1 - F4$ ПН2-100 з номінальним струмом $I_{\text{НОМ}} = 100 \text{ А}$ і струмом відключення $I_{\text{ВІДК. НОМ}} = 50 \text{ кА}$ ($> I_{\text{К-2}}^{(3)} = 3,2 \text{ кА}$).

Вибираємо плавкі вставки для без інерційних запобіжників за умовами:

$$I_{\text{ВСТ, НОМ}} \geq I_{\text{Р.М.}}; I_{\text{ВСТ, НОМ}} \geq I_{\text{ПУСК}} / k_{\text{ПЕР}},$$

де $k_{\text{ПЕР}}$ – коефіцієнт перевантаження, який враховує перевищення струму понад номінального в режимі пуску електродвигуна, дорівнює 1,6 - 2 для важких і 2,5 для легких умов пуску.

Для F1, F2: $I_{\text{ВСТ, НОМ}} \geq 28,4$; $I_{\text{ВСТ, НОМ}} \geq 5 \cdot 28,4 / 2,5 = 56,8$ А;
приймаємо $I_{\text{ВСТ, НОМ}} = 60$ А.

Для F3, F4: $I_{\text{ВСТ, НОМ}} \geq 16,8$; $I_{\text{ВСТ, НОМ}} \geq 5 \cdot 16,8 / 2,5 = 33,6$ А;
приймаємо $I_{\text{ВСТ, НОМ}} = 40$ А.

Для F5: $I_{\text{ВСТ, НОМ}} \geq I_{\text{ПИК}} / 2,5 \geq 213 / 2,5 \geq 85,2$ А;
приймаємо $I_{\text{ВСТ, НОМ}} = 100$ А.

Перевірка селективності (вибірковості) обраних запобіжників виконаємо по їх захисним характеристикам – рис. 5.13.

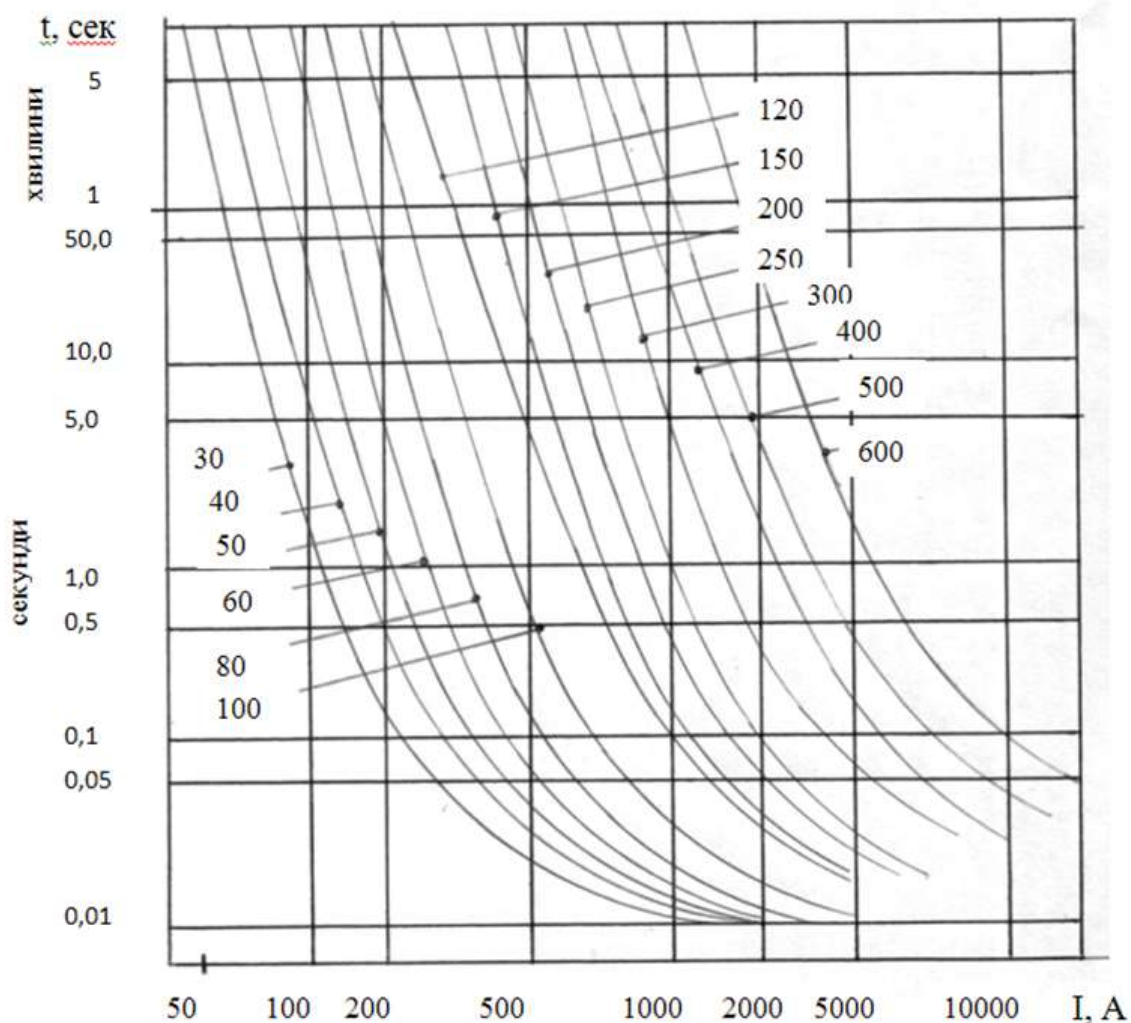


Рисунок 5.13 – Захисні характеристики плавких вставок запобіжників типу ПН

Часи спрацьовування плавкої вставки запобіжників.

Для F1, F2 при $I_{\text{ВСТ, НОМ}} = 60$ А и $I_{\text{К-3}} = 3,18$ А час спрацьовування:

$$t_{\text{CP}} = 0,01 \text{ с.}$$

Для $F3, F4$ при $I_{\text{ВСТ, ном}} = 40 \text{ А}$ и $I_{\text{К-3}}^{(3)} = 3,18 \text{ А}$ час спрацьовування:

$$t_{\text{CP}} = 0,01 \text{ с.}$$

Для $F5$ при $I_{\text{ВСТ, ном}} = 100 \text{ А}$ и $I_{\text{К-3}}^{(3)} = 3,2 \text{ А}$ час спрацьовування:

$$t_{\text{CP}} = 0,02 \text{ с.}$$

$$K_4''' = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{К-4}}}{I_1'''} ,$$

Для забезпечення селективності час спрацьовування подальшого запобіжника має бути в 3-и рази більше часу спрацьовування попереднього запобіжника при максимальному струмі КЗ в зоні цих запобіжників:

$$(t_{\text{CP, F5}} = 0,02 \text{ с}) \geq (3 \cdot t_{\text{CP, F1-4}} = 3 \cdot 0,01 = 0,03 \text{ с}),$$

Умова не дотримується, тому для запобіжника $F5$ вибираємо

$$I_{\text{ВСТ, ном}} = 150 \text{ А з } t_{\text{CP, F5}} = 0,07 \text{ с.}$$

Крім вибору перетинів провідників по нагріванню тривалим розрахунковим струмом необхідно виконати умову відповідності обраному захисного пристрою по формулі

$$k_{\text{У.П.}} \cdot I_{\text{ТР. ДОП}} \geq k_{\text{ЗАЩ}} \cdot I_3 ,$$

де $I_{\text{ТР. ДОП}}$ – тривало допустимий струм провідника; I_3 – параметр захисного пристрою (струм спрацьовування, номінальний струм); $k_{\text{У.П.}}$ – поправочний коефіцієнт на умови прокладання проводів і кабелів; $k_{\text{ЗАЩ}}$ – коефіцієнт захисту, що залежить від відношення тривалого струму для провода або жил кабелю до параметру захисного пристрою.

Зазвичай, в мережах напругою до 1 кВ перетини дротів і жил кабелів, які вибрані з економічної щільності, в 2-а-3-и рази перевищують вибрані по нагріванню розрахунковим струмом.

Тому перевірка по економічній щільності струму не підлягають: мережі з $T_{\text{max}} = 4000 - 5000 \text{ ч.}$, освітлювальні мережі, відгалуження до окремих приймачів, збірні шини ЕУ, мережі тимчасових ЕУ. Також перетину і довжину перевіряють по втратах напруги, особливо при пусках двигунів.

Приймаємо для мереж із захистом від перевантаження (для відсічення $k_{\text{ЗАЩ}} = 0,3$) $k_{\text{ЗАЩ}} = 1$ и $k_{\text{У.П.}} = 1$, та розраховуємо:

$$\text{для М1, М2: } k_{\text{У.П.}} \cdot I_{\text{ДЛ. ДОП}} \geq k_{\text{ЗАЩ}} \cdot I_3, 32 \text{ А} < 60 \text{ А};$$

$$\text{для М3, М4: } k_{\text{У.П.}} \cdot I_{\text{ДЛ. ДОП}} \geq k_{\text{ЗАЩ}} \cdot I_3, 19 \text{ А} < 40 \text{ А};$$

$$\text{для КЛ: } k_{\text{У.П.}} \cdot I_{\text{ДЛ. ДОП}} \geq k_{\text{ЗАЩ}} \cdot I_3, 90 \text{ А} < 150 \text{ А.}$$

Як видно, умови не виконуються.

Приймаємо великі перетини провідників:

$$\text{для двигунів М1, М2: дроти типу АПВ; } s = 16 \text{ мм}^2; I_{\text{ДЛ. ДОП}} = 60 \text{ А};$$

$$\text{для двигунів М3, М4: дроти типу АПВ; } s = 10 \text{ мм}^2; I_{\text{ДЛ. ДОП}} = 47 \text{ А};$$

$$\text{для КЛ: кабель типу АПВБГ; } s = 50 \text{ мм}^2; I_{\text{ДЛ. ДОП}} = 155 \text{ А.}$$

Перевіряємо чутливість плавких вставок по формулі

$$k_{\text{Ч}} = k_{\text{З.О}} = I_{\text{КЗ}}^{(1)} / I_{\text{ВСТ, ном}} ,$$

де $k_{\text{З.О}}$ – кратність струму замикання на землю дорівнює $k_{\text{З.О}} = 3$ в приміщеннях з нормальним середовищем і $k_{\text{З.О}} = 4$ в приміщеннях з вибухонебезпечним середовищем.

Приймаємо $k_{\text{З.О}} = 3$ і перевіряємо по формулі $I_{\text{КЗ}}^{(1)} > 3 \cdot I_{\text{ВСТ, ном}}$:

$$F1, F2: I_{К-3}^{(1)} > 3 \cdot I_{ВСТ, НОМ}; 750 \text{ А} > 3 \cdot 60 \text{ А};$$

$$F3, F4: I_{К-3}^{(1)} > 3 \cdot I_{ВСТ, НОМ}; 750 \text{ А} > 3 \cdot 40 \text{ А};$$

$$F5: I_{К-2}^{(1)} > 3 \cdot I_{ВСТ, НОМ}; 800 \text{ А} > 3 \cdot 150 \text{ А}.$$

Як видно, умови чутливості для запобіжників виконуються.

Вибираємо уставку для автоматичного вимикача АЗ730С (вибірковий), який має тільки регульований напівпровідниковий розчіплювач з параметрами: 160 – 250 А і 250 – 400 А (відсічення відсутнє), за принципом, щоб автоматичний вимикач не вимикав в нормальному режимі роботи елемента, що захищається.

Струм уставки регульованого розчіплювача з витримкою часу визначимо за умовою:

$$I_{РЦ, НОМ} \geq (1,1 \dots 1,3) I_{Р.М.}; I_{РЦ, НОМ} \geq 1,3 \cdot I_{Н.ШМА}.$$

Приймаємо $400 \text{ А} \geq 1,3 \cdot 250 \text{ А}; 400 \text{ А} > 325 \text{ А}.$

Перевіряємо чутливість уставки спрацьовування автомата (уставки розчіплювача) при короткому замиканні:

$$I_{К-1}^{(1)} \geq 3 \cdot I_{РЦ, НОМ}; 1500 \text{ А} > 3 \cdot 400 \text{ А}.$$

Чутливість в межах норми. Результати вибору провідників, запобіжників і автомата показані в табл 2.5.

Таблиця 5.17 – Результати розрахунків

Параметр	М1,2	М3,4	КЛ	Умови вибору по:
$I_{Р.М.}, \text{ А}$	28,4	16,8	90,4	номіналу
$s, \text{ мм}^2$	6	2,5	16	тривалого допустимого струму
$I_{ДЛ. ДОП}, \text{ А}$	32	19	90	нагріванню
$I_{НОМ}(F), \text{ А}$	100	100	250	перевантаженню
$I_{ВСТ, НОМ}(F), \text{ А}$	60	40	100	пуску електродвигуна
$I_{ВСТ, НОМ}(F), \text{ А}$	60	40	150	селективності
$s, \text{ мм}^2$	16	10	50	відповідності до заданого запобіжника
$I_{ДЛ. ДОП}, \text{ А}$	60	47	155	$I_{ДЛ. ДОП} \geq I_{ВСТ, НОМ}$

Приклад 5.28 Вибір і перевірка автоматичних вимикачів в мережі 0,4 кВ.

Вихідні дані. Відомі опори і струми короткого замикання (див. парагр. 5.1 і 5.2).

Рішення. Умови попереднього вибору і перевірки автоматичних вимикачів QF наведені в табл. 5.18.

Таблиця 5.18 – Вибір і перевірка автоматичних вимикачів 0,4 кВ

Позначення	Тип	Умови вибору						Умови перевірки	
		$U_{НОМ} \geq U_C,$ В		$I_{НОМ} \geq I_{НОРМ, P},$ А		$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{ПО}$ кА		$i_{ДИН} \geq i_{УД},$ кА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
QF1,2	A3740	660	380	500	500	55	16.54	100	31.3
QF3	A3730	660	380	250	200	55	13.4	100	23.2
QF4	A3730	660	380	250	200	55	11.5	100	18
QF5	A3140	500	380	250	200	40	12.7	75	21.9
QF6	A3140	500	380	250	200	40	11.0	75	17.2

Розглядається захист асинхронних електродвигунів 0,4 кВ на автоматах QF4 и QF6. Для захисту приймається автомат А3140 з номінальним струмом комбінованого розчіплювача 250 А і уставкой відсічення 1750 А. Уставка струмової відсічки автомата відбудовується від пускового струму електродвигуна за формулою:

$$I_{СЗ}^1 \geq k_H \cdot k_A \cdot k_{П} \cdot I_{НОМ},$$

$$I_{СЗ}^1 \geq 1,4 \cdot 1,4 \cdot 7 \cdot 126,8 = 1740 \text{ А},$$

де k_H – коефіцієнт відбудови; k_A – коефіцієнт аперіодичної складової; $k_{П}$ – коефіцієнт пуску.

Чутливість струмової відсічки двигуна до міжфазних КЗ:

$$k_{Ч}^{(2)} = I_{К-5, \min}^{(2)} / I_{СЗ}^1,$$

$$k_{Ч}^{(2)} = 5,7 / 1,75 = 3,26.$$

Чутливість струмової відсічки двигуна до струмів однофазного КЗ:

$$k_{Ч}^{(1)} = I_{К-5, \min}^{(1)} / I_{СЗ}^1,$$

$$k_{Ч}^{(1)} = 2,9 / 1,75 = 1,66.$$

і з урахуванням дуги:

$$k_{ЧД}^{(1)} = 2,44 / 1,75 = 1,4.$$

Розрахункова чутливість в межах ПУЕ ($K_{Ч} \geq 1,25$).

Уточнення струму спрацьовування відсічення двигуна з урахуванням впливу зовнішньої мережі від електросистеми. Сумарний опір ланцюга:

$$r_{\Sigma} = 3,1 + 0,12 + 0,96 + 0,37 + 0,37 + 1,21 + 0,44 + 0,96 + 4,37 + 0,96 + 89,3 = 102 \text{ мОм},$$

$$x_{\Sigma} = 0,64 + 13,6 + 0,448 + 0,17 + 3,19 + 1,16 + 1,6 + 0,3 + 230,8 = 252 \text{ мОм}.$$

За співвідношенням ($x_{\Sigma} / r_{\Sigma} = 252 / 102 = 2,47$) знаходимо $k_a = 1,29$. Тоді значення пускового струму двигуна з урахуванням впливу зовнішньої мережі:

$$I_{П.ДВ} = I_{П.НОМ} \frac{Z_M}{\sqrt{(r_{ВН} + r_M)^2 + (x_{ВН} + x_M)^2}}$$

$$I_{\text{п.дв}} = \frac{7 \cdot 126.8 \cdot 247.5}{\sqrt{102^2 + 252^2}} = 808 \text{ А.}$$

Уточнене значення струму спрацьовування відсічення по формулі:

$$I_{\text{сз}}^1 = 1,4 \cdot 1,29 \cdot 808 = 1460 \text{ А.}$$

Отже, можна застосувати автомат А3134 з комбінованим розчіплювачим

3

$I_{\text{норм, р}} = 200 \text{ А}$ і з уставкой відсічення $I_{\text{сз}}^1 = 1500 \text{ А}$.

Чутливість струмової відсічки двигуна до міжфазних і однофазних КЗ:

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = I_{\text{к-5, min}}^{(2)} / I_{\text{сз}}^1,$$

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = 5,7 / 1,5 = 3,8;$$

$$k_{\text{ч}}^{(1)} = I_{\text{к-5, min}}^{(1)} / I_{\text{сз}}^1,$$

$$k_{\text{ч}}^{(1)} = 2,9 / 1,5 = 1,93,$$

що відповідає нормам ПУЕ.

Для захисту кабельних ліній КЛ-1 и КЛ-2 (*QF3* и *QF4*) вибираємо автомат серії А3730 з номінальним струмом розчіплювача $I_{\text{рц, ном}} = 250 \text{ А}$.

Вибір струму спрацьовування струмового відсічення виконується за кількома умовами.

Умова відбудови від пуску електродвигуна:

$$I_{\text{сз}}^1 = k_{\text{н}} \cdot k_{\text{а}} \cdot I_{\text{п}},$$

$$I_{\text{сз}}^1 = 1,4 \cdot 1,29 \cdot 808 = 1460 \text{ А.}$$

Умова узгодження з відсіченням попереднього захисту:

$$I_{\text{сз}}^1 = k_{\text{від}} \cdot I_{\text{то, пред}},$$

$$I_{\text{сз}}^1 = 1,3 \cdot 1500 = 1950 \text{ А.}$$

З двох умов вибираємо струм спрацьовування захисту 1950 А.

Чутливість захисту до міжфазних і однофазних КЗ:

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = I_{\text{к-3, min}}^{(2)} / I_{\text{сз}}^1,$$

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = 6,7 / 1,95 = 3,43;$$

$$k_{\text{ч}}^{(1)} = I_{\text{к-3, min}}^{(1)} / I_{\text{сз}}^1,$$

$$k_{\text{ч}}^{(1)} = 3,3 / 1,95 = 1,7.$$

Розрахункова чутливість відповідає нормам ПУЕ.

Час спрацьовування за умовами селективності $t_{\text{то}} = 0,1 \text{ с}$.

Для захисту збірки живлення електродвигунів 0,4 кВ (*QF2*) вибираємо автомат серії А3740 з номінальним струмом розчіплювача $I_{\text{рц, ном}} = 500 \text{ А}$.

Струм спрацьовування відсічення відбудовується від струмів самозапуску електродвигунів і від зовнішнього короткого замикання

$$I_{\text{сз}}^1 = k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{р.м.}},$$

$$I_{\text{сз}}^1 = 1,3 \cdot 7 \cdot 126,8 = 2300 \text{ А,}$$

$$I_{\text{сз}}^1 = k_{\text{від}} \cdot I_{\text{то, пред}}$$

$$I_{\text{сз}}^1 = 1,3 \cdot 1950 = 2535 \text{ А.}$$

Приймаємо $I_{\text{то}} = 2600 \text{ А}$.

Чутливість захисту до міжфазних і однофазних КЗ:

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = I_{\text{к-1, min}}^{(2)} / I_{\text{сз}}^1,$$

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = 11,0 / 2,6 = 4,2,$$

$$k_{\text{ч}}^{(1)} = I_{\text{к-1, min}}^{(1)} / I_{\text{сз}}^1,$$

$$k^{(1)}_{\text{ч}} = 3,8 / 2,6 = 1,46.$$

Розрахункова чутливість відповідає нормам ПУЕ.

Час спрацьовування за умовою селективності $t_{\text{ТО}} = 0,3$ с.

Приклад 5.29 Перевірка застосування автомата А3100.

Вихідні дані: $I_{\text{Р.М}} = 200$ А; $I^{(2)}_{\text{min}} = 1000$ А; $t_{\text{ВІДКЛ}} \leq 0,1$ с.

Рішення. Приймаємо номінальний струм розчіплювача $I_{\text{РЦ.НОМ}} = 200$ А.

Оскільки вимога до часу відключення ушкодження ($t_{\text{ОТКЛ}} \leq 0,1$ с), то приймаємо для захисту струмове відсічення і розраховуємо уставку:

$$I^1_{\text{СЗ}} = k^1 \cdot I_{\text{РЦ.НОМ}} = 7 \cdot I_{\text{РЦ.НОМ}},$$

$$I^1_{\text{СЗ}} \geq 7 \cdot 200 = 1400 \text{ А},$$

що більше, ніж струм короткого замикання $I^{(2)}_{\text{min}} = 1000$ А. Відсічення не спрацює, а тепловий розчіплювач автомата відключить цей струм ушкодження через 30 с (рис. 5.14).

Висновок: даний автоматичний вимикач в конкретній електричній мережі ($I^{(2)}_{\text{min}} = 1000$ А) не можна використовувати для захисту від струмів короткого замикання.

Приклад 5.30 Перевірка застосування автоматів А3700 і ВА5000.

Вихідні дані в прикладі 5.28.

Рішення. Приймаємо номінальний струм розчіплювача

$$I_{\text{РЦ.НОМ}} = 1,1 \cdot 200 = 220 \text{ А}.$$

Вибираємо $I_{\text{РЦ.НОМ}} = 250$ А. З характеристик автоматів приймаємо кратність відсічення $k^1_{\text{СЗ}} = 2$ і визначаємо уставку першого ступеня захисту:

$$I^1_{\text{СЗ}} = k^1 \cdot I_{\text{РЦ.НОМ}} = 2 \cdot I_{\text{РЦ.НОМ}} \geq 2 \cdot 250 = 500 \text{ А}.$$

Перевіряємо чутливість відсічення: $k^1_{\text{ч}} = I^{(2)}_{\text{min}} / I^1_{\text{СЗ}} = 1000 / 500 = 2,0$.

Висновок. Можна застосувати дані автомати, у яких час спрацьовування відсічення ($t^1 = 0,04$ с, рис. 2.5) менше необхідного ($t_{\text{ВІДКЛ}} \leq 0,1$ с).

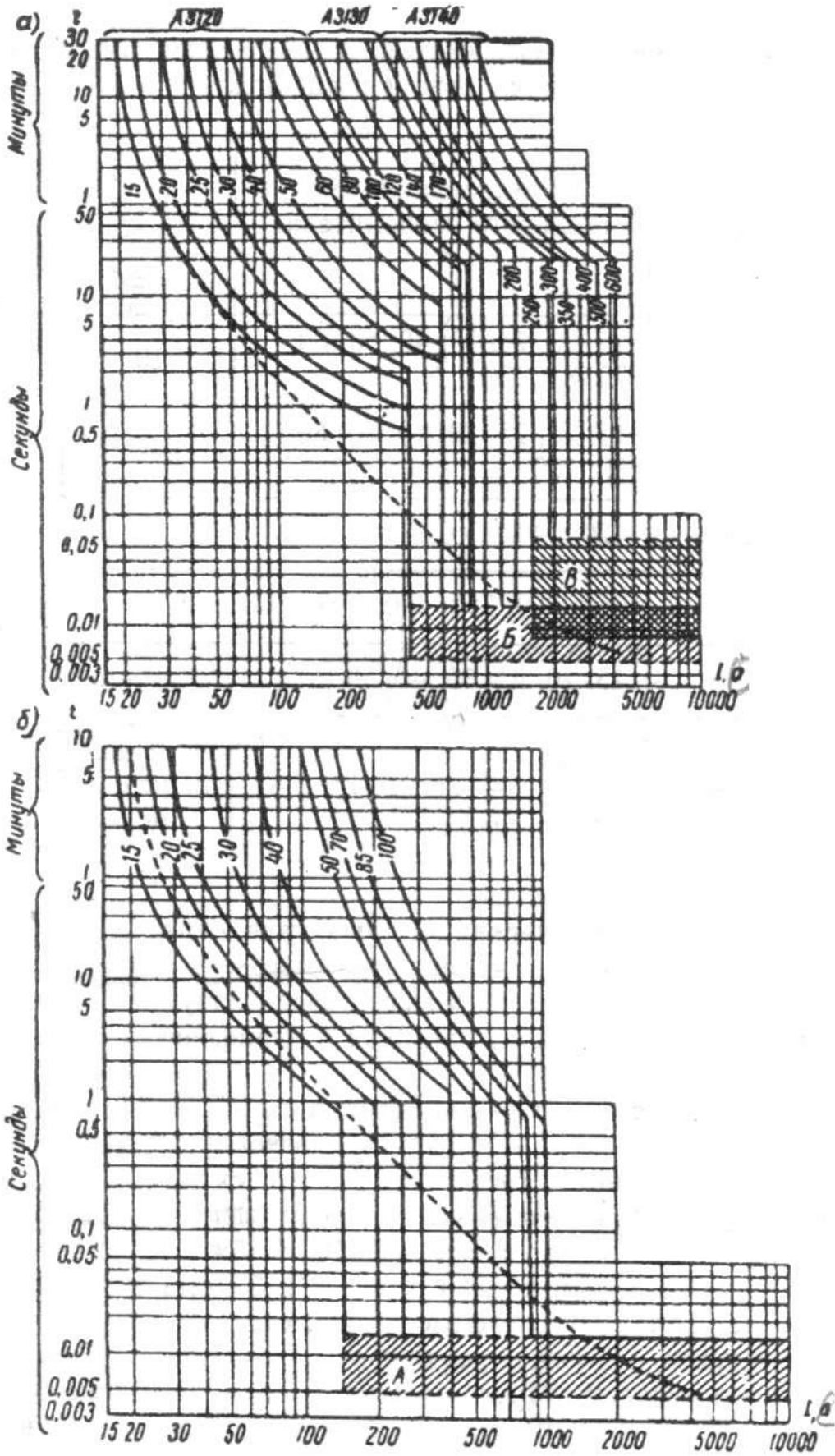


Рисунок 5.14 – Захисні характеристики автоматів А3100

Приклад 5.31 Вибір уставки автоматичного вимикача А3700.

Вихідні дані: $I_{P.M.} = 33 \text{ А}$; $I_{ПЕР} = 200 \text{ А}$ протягом 9 с.

Рішення. Розраховуємо 3-ю ступінь максимального струмового захисту з витримкою часу:

$$I_{C3}^{111} = k^{111} \cdot I_{P.M.},$$

$$I_{C3}^{111} = 1,1 \cdot 33 = 36,3 \text{ А}.$$

Вибираємо А3714Б с $I_{PЦ.НОМ} = 40 \text{ А}$.

Кратність перевантаження $k^{111} = 200 / 40 = 5$.

На рис. 5.15 знаходимо характеристику з кратністю $k^{111} = 5$ (вісь абсцис) і з часом в незалежній частини характеристики $t^1 = 8 \text{ с}$.

З характеристики видно, що витримка часу захисту від перевантаження дорівнює $t^{111} = 15 \text{ с}$, що більше 9 с (за умовами прикладу).

Таким чином, розчеплювач не спрацює при перевантаженні з параметрами: струму до 200 А і часу до 9 с.

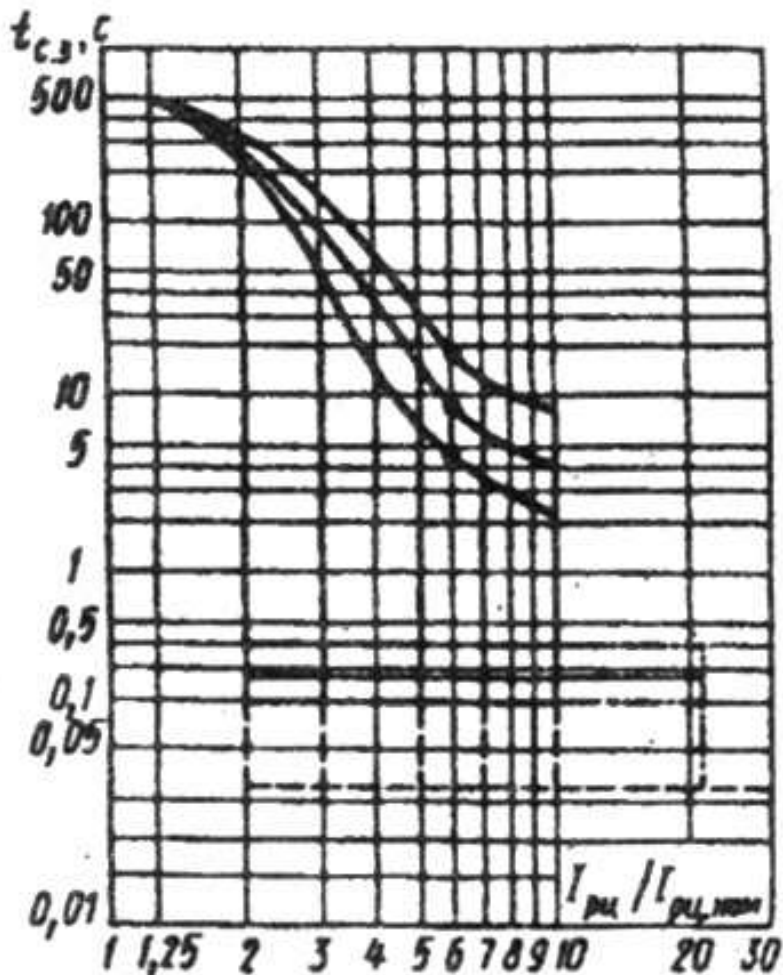


Рисунок 5.15 – Характеристики розчеплювача автоматичного вимикача А3700

Приклад 5.32 Перевірка селективності автоматичних вимикачів серії А3100.

Вихідні дані. Перевірити селективність автоматичних вимикачів серії А3100 при пусках електродвигунів і зовнішніх коротких замикань.

До збірки 0,4 кВ силового трансформатора приєднані лінія (W1) – розподільний пункт (РП1) через автомат QF1. До РП1 приєднані: QF2 – електродвигун М1 ($I_{M1} = 20$ А, $k_{П} = 4,5$); QF3 – лінія W2 ($I_{P.M.} = 23$ А); QF4 – електродвигун М2 ($I_{M2} = 25$ А, $k_{П} = 5,0$). Струм короткого замикання на шинах РП1 дорівнює $I_{K-1}^{(3)} = 830$ А.

Рішення. Вибираємо номінальні струми для розчіплювача А3120:

QF2: $I_{PЦ, ном} = 20$ А, QF3: $I_{PЦ, ном} = 25$ А, QF4: $I_{PЦ, ном} = 30$ А.

Перевіряємо спрацьовування QF2 при пусках М1 по захисній характеристиці (див. рис. 5.14) для $I_{PЦ, ном} = 20$ А.

Струм відсічення з урахуванням похибки в 10% і пусковий струм рівні:

$$I_{C3}^1 = 0,9 \cdot 430 = 387 \text{ А,}$$

$$I_{П} = k_{П} \cdot I_{P.M.},$$

$$I_{П} = 4,5 \cdot 20 = 90 \text{ А.}$$

При пусковому струмі автомат QF2 може спрацювати через 45 с, що більше реального часу пуску. Аналогічні міркування для автомата QF4 при пуску М2. При $I_{П} = k_{П} \cdot I_{P.M.} = 5,0 \cdot 20 = 125$ А автомат може спрацювати через 7 с, що також більше реального часу пуску

Вибираємо QF1 (А3120) по робочому максимальному току:

$$I_{PЦ, ном} \geq I_{P.M.} \geq 20 + 23 + 25 \geq 68 \text{ А} = 100 \text{ А.}$$

Визначаємо струм перевантаження:

$$I_{ПЕР} = 20 + 23 + 5,0 \cdot 25 = 168 \text{ А.}$$

Для автомата QF1 ($I_{PЦ, ном} = 100$ А) струм відсічення (див. рис. 5.14) з урахуванням розкиду характеристики дорівнює $I_{C3}^1 = 0,9 \cdot 800 = 720$ А. При струмі $I_{ПЕР} = 168$ А час спрацьовування розчіплювача становить 4 хвилини, що значно більше тривалості пуску електродвигуна.

Перевіряємо селективність автоматичних вимикачів. За характеристиками (рис. 5.16) видно, що автомати QF2, QF3 и QF4 селективно відключають відсіченням струм короткого замикання в своїй зоні ($I_{K-1}^{(3)} = 830$ А) миттєво, але і подальший автомат QF1 також може миттєво спрацювати, що порушує принцип селективності.

Тому для автомата QF1 збільшуємо номінальний струм розчіплювача до $I_{PЦ, ном} = 140$ А (А3130).

Тоді для QF1 по захисної характеристики $I_{C3}^1 = 870$ А $>$ ($I_{K-1}^{(3)} = 830$ А). Таким чином обраний автомат селективний, але має мертву зону в лінії W1 на відсіченні по відношенню до точки К⁽³⁾-1 на шинах РП1, хоча і відключає це КЗ з часом $t^{111} = 30$ с.

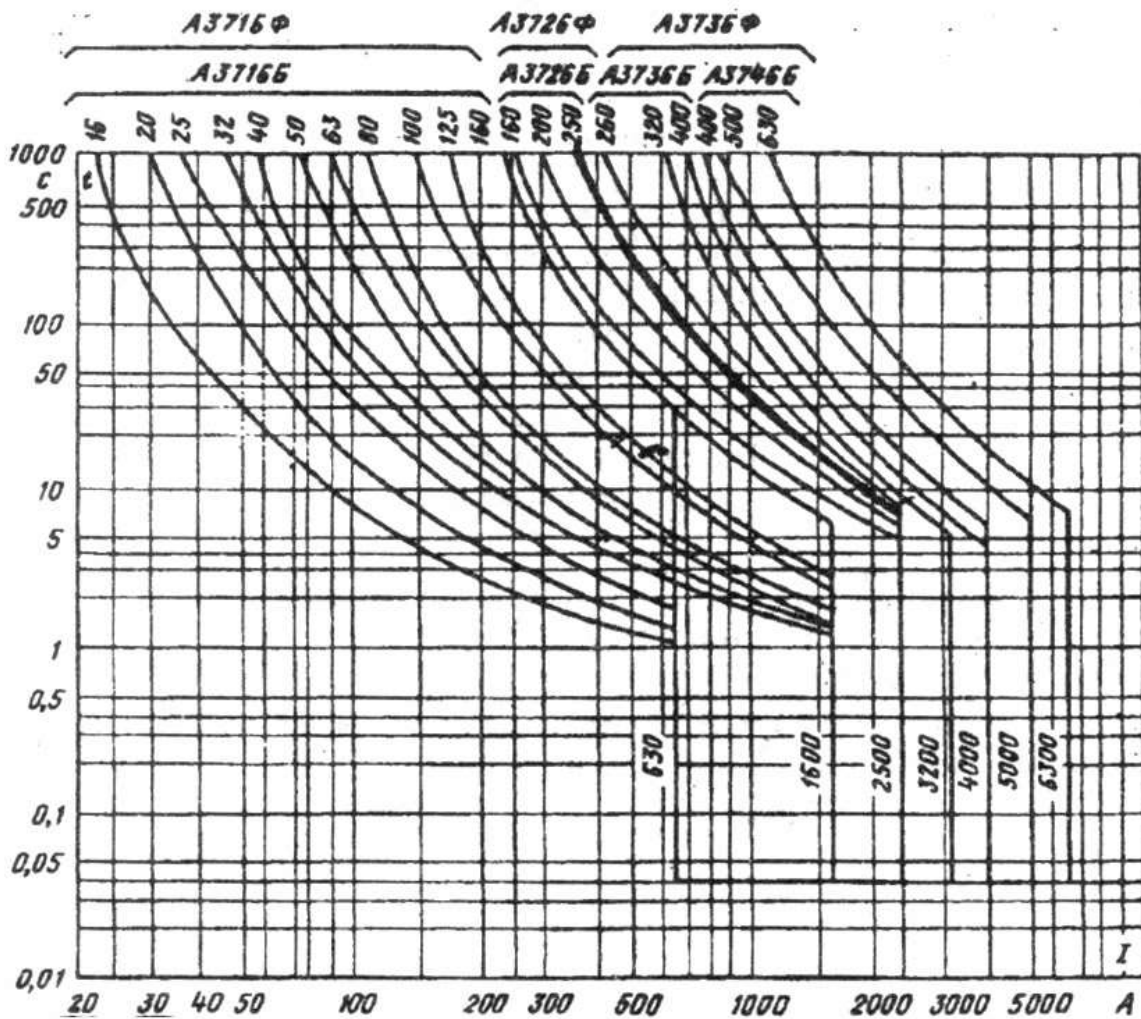


Рисунок 5.16 – Захисні характеристики автоматів А3100

Приклад 5.33 Удосконалення захисту лінії.

Вихідні дані: в прикладі 2.16 автомат (QF1 – А3120) для лінії W1 відключає КЗ в кінці лінії ($I_{к-1}^{(3)} = 830 \text{ А}$) з великим часом ($t^{11} = 30 \text{ с}$).

Рішення. З метою вдосконалення захисту лінії W1 пропонуємо застосувати селективний автоматичний вимикач типу ВА55-37 з номінальним струмом $I_{рц, ном} = 160 \text{ А}$ (табл. 5.19).

Таблиця 5.19 – Параметри автомата ВА55-37

Тип	$I_{рц, ном}, \text{ А}$	Регульовані уставки напівпровідникового розчіплювача		$I_{сз}, \text{ кА}$
		$I_{рц} / I_{рц, ном}$	$k^{11} = I_{сз}^{11} / I_{рц, ном}$	
ВА55-37	160; 250; 400	0,63; 0,8; 1,0	2; 3; 5; 7; 10	20

Селективні автоматичні вимикачі серії ВА55-37.

Напівпровідниковий розчіплювач може виконувати функції триступеневого максимального струмового захисту з регулюваннями для параметрів:

- струм розчіплювача $I_{PC} = (0,63; 0,8; 1,0) I_{PC, \text{НОМ}}$;
 - кратність струму спрацьовування відсічення $k^1 = (2; 3; 5; 7; 10) \cdot I^1_{C3} / I_{PC, \text{НОМ}}$;
 - кратність струму спрацьовування відсічення з витримкою часу (другого ступеня) $k^{11} = (2; 3; 5; 7; 10) \cdot I^{11}_{C3} / I_{PC, \text{НОМ}}$;
 - витримка часу другого ступеня $t^{11} = (0,1; 0,2; 0,3) \text{ с}$;
 - витримка часу третього ступеня $t^{111} = (4; 8; 16) \text{ с}$ при струмі $6 \cdot I_{PC}$;
- Без витримки часу автомат відключає струм більше 20 кА.
 Вибираємо струм розчіплювача:

$$I_{PC} = 0,63 \cdot I_{PC, \text{НОМ}} = 0,63 \cdot 160 = 100 \text{ А.}$$

На рис. 5.17 знаходимо захисну характеристику з часом третьої ступені $t^{111}_{C3} = 4 \text{ с}$ при $I_{PC} = 6 \cdot I_{PC}$. Тоді при струмі перевантаження $I_{\text{ПЕР}} = 168 \text{ А}$ ($1,7 I_{PC, \text{НОМ}}$) захист спрацює через 30 с, що більше пуску електродвигуна М2.

Вибираємо параметр спрацьовування для другого ступеня (відсічення з витримкою часу):

$$I^{11}_{C3} = k_{\text{ВІД}} \cdot I^1_{\text{ПРЕД, max}} = k_{\text{ОТС}} \cdot I^1_{C3, QF4} = 1,5 \cdot 430 = 645 \text{ А.}$$

За розрахунком кратність $k^{11} = I^{11}_{C3} / I_{PC} = 645 / 100 = 6,45$.

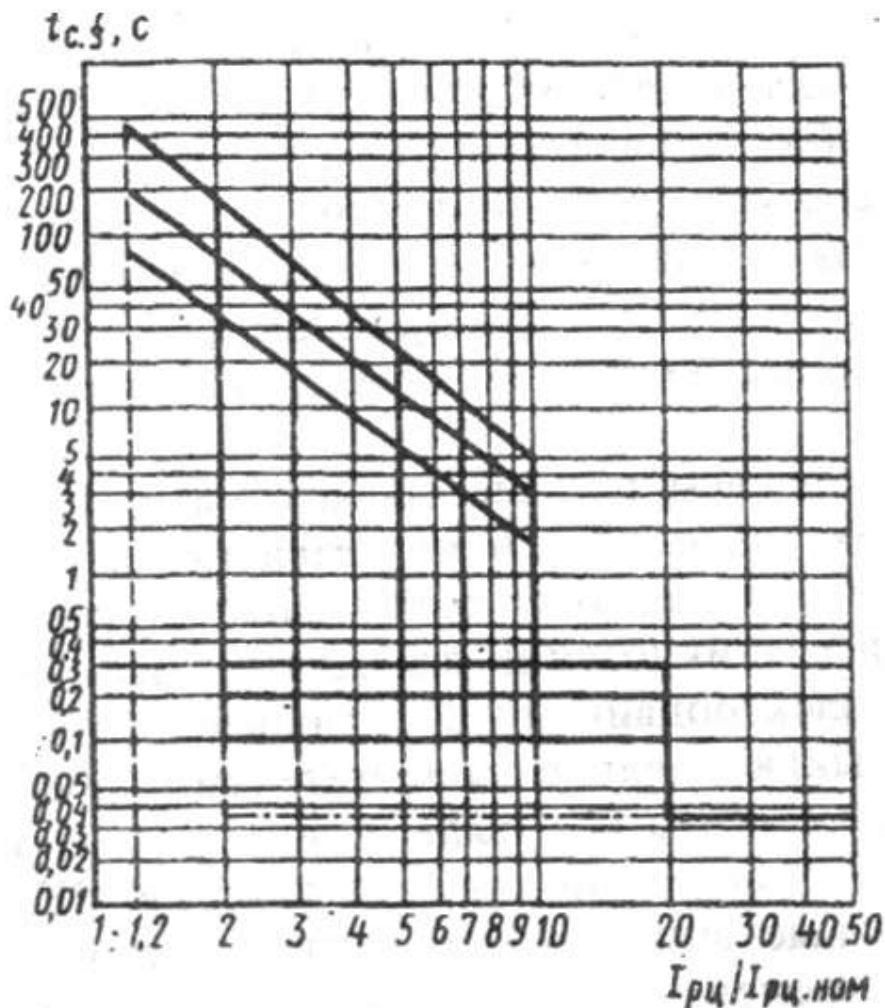


Рисунок 5.17 – Захисні характеристики автоматів серії ВА5000

Приймаємо уставки для другого ступеня:

$$k^{11}_{C3} = 7; I^{11}_{C3} = 700 \text{ А}; t^{11}_{C3} = 0,3 \text{ с.}$$

Перевіряємо чутливість захисту:

$$k^{11}_{ч} = I_{K-1} / I^{11}_{C3} = 830 / 700 = 1,19.$$

Висновок. Удосконалення захисту лінії W1 за допомогою автомата серії ВА55-37 дозволяє захисту за другого ступеня (струмового відсічення з витримкою часу) відключати КЗ в точці К-1 з часом $t^{11}_{C3} + t_{\text{ВІДКЛ}, QF} = 0,35 \text{ с.}$

Приклад 5.34 Вибір автоматичних вимикачів і запобіжників з урахуванням їх похибки.

Вихідні дані. Вибрати автоматичні вимикачі, запобіжники з урахуванням їх похибки, яка дорівнює 15-ти відсоткам. Лінія W (0,4 кВ) з запобіжником F (РП1) живить РП2 з двома електродвигунами (М1, QF1: $I_{P.M.1} = 75 \text{ А}$, $k_{\Pi} = 6$; М2, QF2: $I_{P.M.1} = 90 \text{ А}$, $k_{\Pi} = 5,0$). Величина струму короткого замикання на шинах РП2 дорівнює $I^{(3)}_{K-1} = 1800 \text{ А}$. Коефіцієнт перевантаження для лінії $k_{\text{ПЕР}} = 2,0$, коефіцієнт відбудови $\Pi = 1,2$.

Рішення. Розглянемо застосування запобіжника ПН-2 і автоматичних вимикачів А3100, А3700 та ВА5000.

Вибираємо номінальні струми для розчіплювача автоматів:

$$I_{P.C. \text{ НОМ}, QF1} \geq I_{P.M.1} \geq 75 = 80 \text{ А};$$

$$I_{P.C. \text{ НОМ}, QF2} \geq I_{P.M.2} \geq 90 = 100 \text{ А.}$$

Для обраних автоматів уставка струмового відсічення в зоні дії захисту менше струму КЗ ($I^{(3)}_{K-1} = 1800 \text{ А}$), що задовольняє вимогам селективності: А3120 ($I^{1}_{C3} = 700 \text{ А}$), А3716Б ($I^{1}_{C3} = 1600 \text{ А}$) і ВА5Г31 ($I^{1}_{C3} = 1400 \text{ А}$).

для запобіжника F розраховуємо максимальний робочий струм $I_{P.M.}$, струм короткочасного перевантаження $I_{\text{ПЕР}}$ з урахуванням пуску найпотужнішого електродвигуна, а потім вибираємо плавку вставку:

$$I_{P.M., W} = 75 + 90 = 165 \text{ А}, I_{\text{ПЕР}} = 75 + 5,0 \cdot 90 = 525 \text{ А};$$

$$I_F \geq k_{\text{ВІД}} \cdot I_{P.M., W} \geq 1,2 \cdot 165 = 198 \text{ А}; I_F \geq I_{\text{ПЕР}} / k_{\text{ПЕР}} = 525 / 2,0 = 262 \text{ А.}$$

Вибираємо для запобіжника типу ПН-2 плавку вставку $I_{\text{ВС, НОМ}} = 315 \text{ А}$ і по захисній характеристиці (див. рис. 5.2) знаходимо, що при струмі КЗ в кінці лінії, що захищається, ($I^{(3)}_{K-1} = 1800 \text{ А}$) плавка вставка перегорить за 5 с.

Перевіряємо селективність дії автоматичних вимикачів по току короткого замикання в місці їх установки ($I^{(3)}_{K-1} = 1800 \text{ А}$) з урахуванням 15-ти відсоткової похибки для уставок 1-го ступеня.

Автоматичний вимикач А3716Б: $I^{1}_{C3, \Pi} = 1,15 \cdot I^{1}_{C3} = 1,15 \cdot 1600 = 1840 \text{ А} > (I^{(3)}_{K-1} = 1800 \text{ А})$, т. е. при даному КЗ відсічення автомата може не спрацювати, а плавка вставка запобіжника F перегорить через 5 с. *Висновок:* відмовляємося від цього автомата.

Автоматичний вимикач ВА5Г31:

$I^{1}_{C3, \Pi} = 1,15 \cdot I^{1}_{C3} = 1,15 \cdot 1400 = 1610 \text{ А} < (I^{(3)}_{K-1} = 1800 \text{ А})$. Краще, але чутливість маленька: $k^{1}_{ч} = I^{(3)}_{K-1} / I^{1}_{C3, \Pi} = 1800 / 1610 = 1,1$. *Висновок:* відмовляємося від цього автомата.

Автоматичний вимикач А3120:

$$I_{C3, \Pi}^1 = 1,15 \cdot I_{C3}^1 = 1,15 \cdot 700 = 805 \text{ A} < (I^{(3)})_{K-1} = 1800 \text{ A}.$$

Чутливість: $k_{\text{ч}}^1 = I_{C3, \Pi}^1 / I_{C3}^1 = 1800 / 805 = 2,23 > 2$, час спрацьовування даного автомата при струмі 1 800 А дорівнює 0,02 с. **Висновок:** вибираємо АЗ120 для автоматичних вимикачів $QF1$ і $QF2$.

Перевіряємо відбудову відсічення $QF1$ від пуску електродвигуна М1 ($I_{C3}^1 = 700 \text{ A}$) $> (k_{\text{від}} \cdot k_{\Pi} \cdot I_{P.M.1} = 1,2 \cdot 6 \cdot 75 = 540 \text{ A})$ – умова виконується.

Перевіряємо відбудову відсічення $QF2$ від пуску електродвигуна М2: ($I_{C3}^1 = 700 \text{ A}$) $> (k_{\text{від}} \cdot k_{\Pi} \cdot I_{P.M.1} = 1,2 \cdot 5,0 \cdot 90 = 540)$ – умова виконується.

Приклад 5.35 Дослідження впливу опорів шин і апаратури на струми КЗ.

Вихідні дані. Розглядається КТП 6/0,4 кВ з трансформатором потужністю 400 кВА. Введення на збірку від трансформатора здійснюється шинами (50×5 , $l = 15 \text{ м}$) через рубильник S (100 А). До збірки 0,4 кВ приєднані дві лінії. Лінія $W1$ – кабельна (200 м), виконана алюмінієвим кабелем перетином s ($3 \times 70 + 1 \times 35$). Лінія $W2$ – повітряна (200 м), виконана алюмінієвими проводами перетином s ($3 \times 70 + 1 \times 35$) і з'єднана зі збіркою 0,4 кВ алюмінієвим кабелем $W3$ (20 м) перетином s ($3 \times 70 + 1 \times 35$). Для захисту ліній $W1$ і $W2$ встановлені трансформатори струму $TA1$, $TA2$ і автоматичні вимикачі $QF1$, $QF2$. Дані для опорів наведені в табл. 5.20.

Таблиця 5.20 – Опори елементів схеми

Позн.	Шини (Ш), мОм / м	Рубильник (S), мОм	Автомат (QF), мОм	Трансформатор струму (TA), мОм	Кабельна лінія (W1, W3), Ом / м	Повітряна лінія (W2), Ом / м
r	0,142	0,08	0,96	0,19	0,443	0,412
X	0,2	–	0,28	0,17	0,08	0,33

Рішення. Розраховуємо опори елементів схеми.

Шини: $r_{\text{Ш}} = r_{\Pi} \cdot l = 0,142 \cdot 15 = 2,12 \text{ мОм}$, $X_{\text{Ш}} = X_{\Pi} \cdot l = 0,2 \cdot 15 = 3 \text{ мОм}$. Рубильник: $r_S = 0,08$. Контакти і обмотка розчеплювача автоматичного вимикача: $r_{QF} = 0,96 \text{ мОм}$, $X_{QF1} = 0,28$. Первинні обмотки вимірювальних трансформаторів струму: $r_{TA} = 0,19 \text{ мОм}$, $X_{QF1} = 0,17$. Силовий трансформатор:

$r_T = 5,55 \text{ мОм}$, $X_T = 17,1 \text{ мОм}$. Кабельні лінії: $X_{W1} = 80 \cdot 0,2 = 16 \text{ мОм}$, $r_{W1} = 443 \cdot 0,2 = 88,6 \text{ мОм}$, $r_{W3} = 443 \cdot 0,02 = 8,86 \text{ мОм}$, $X_{W3} = 80 \cdot 0,02 = 1,6 \text{ мОм}$. Повітряна лінія $r_{W2} = 412 \cdot 0,2 = 82,4 \text{ мОм}$, $X_{W2} = 330 \cdot 0,2 = 66 \text{ мОм}$.

Визначаємо струм короткого замикання в кінці повітряної лінії $W2$ з урахуванням кабельної вставки $W3$ і з урахуванням опорів комутаційної апаратури:

$$I_{K-3, y}^{(3)} = 231 \cdot 10^3 / [(5,55 + 2,12 + 0,08 + 0,96 + 0,19 + 82,4 + 8,86)^2 + (17,1 + 3 + 0,28 + 0,17 + 66 + 1,6)^2]^{1/2} = 1733 \text{ A}.$$

Якщо знехтувати опорами шин і апаратури рубильника, вимірювального трансформатора струму і автоматичного вимикача, то струм КЗ дорівнює:

$$I_{K-3}^{(3)} = 231 \cdot 10^3 / [(5,55 + 82,4 + 8,86)^2 + (17,1 + 66 + 1,6)^2]^{1/2} = 1797,5 \text{ A}.$$

Різниця між струмами $[(1797,5 - 1733) \cdot 100 / 1733 = 3,7 \text{ \%}]$ маленька.

Визначаємо струм короткого замикання в кінці повітряної лінії $W1$ і з урахуванням опорів комутаційної апаратури:

$$I_{K-4, y}^{(3)} = 231 \cdot 10^3 / [(5,55+2,12+0,08+0,96+0,19+88,6)^2 + (17,1 + 3 + 0,28 + 0,17 + 16)^2]^{1/2} = 2220,5 \text{ А.}$$

Якщо знехтувати опорами шин і апаратури рубильника, вимірювального трансформатора струму і автоматичного вимикача, то струм КЗ дорівнює:

$$I_{K-4}^{(3)} = 231 \cdot 10^3 / [(5,55+88,6)^2 + (17,1+16)^2]^{1/2} = 2316,8 \text{ А.}$$

Різниця між струмами $[(2316,8 - 2220,5) \cdot 100 / 2220,5 = 4,3 \text{ \%}]$ маленька.

Різниця між струмами короткого замикання для кабельної W1 і повітряної W2 ліній $[(2220,5 - 1733) \cdot 100 / 1733 = 28,1 \text{ \%}]$ велика

Висновки. 1. При КЗ за кабельною лінією струм значно більше, ніж струм за повітряною лінією за рахунок збільшеного погонного опору для повітряної лінії. 2. Опори шин, апаратури, рубильника, вимірювального трансформатора струму і автоматичного вимикача для віддалених КЗ можна не враховувати.

Приклад 5.36 Дослідження впливу опору лінії живлення на значення струмів КЗ.

Вихідні дані. Продовження прикладу 5.35 з урахуванням приєднання силового трансформатора до ПЛ напругою 6 кВ, марки А-35, довжиною 10 км з параметрами ($r_{л, 6} = 8,3 \text{ Ом}$, $X_{л, 6} = 3,77 \text{ Ом}$).

Рішення. Розрахуємо опір лінії, наведеній до напруги 0,4 кВ:

$$r_{л} = r_{л, 6} \cdot U_{нн}^2 / U_{вн}^2 = 8,3 \cdot 0,4^2 / 6^2 = 0,037 \text{ Ом} = 37 \text{ мОм};$$

$$X_{л} = X_{л, 6} \cdot U_{нн}^2 / U_{вн}^2 = 3,77 \cdot 0,4^2 / 6^2 = 0,0168 \text{ Ом} = 16,8 \text{ мОм.}$$

Визначаємо струм короткого замикання в кінці повітряної лінії W2 з урахуванням кабельної вставки W3 і з урахуванням опорів комутаційної апаратури:

$$I_{K-3, y}^{(3)} = 231 \cdot 10^3 / [(100,16 + 37)^2 + (88,15 + 16,8)^2]^{1/2} = 1338,8 \text{ А.}$$

Різниця між струмами КЗ $[(1733 - 1338,8) \cdot 100 / 1338,8 = 29,4 \text{ \%}]$ велика.

Розглянемо, як це впливає на розрахунки чутливості захисту в мережах 0,4 кВ.

Згідно вимог ПУЕ коефіцієнт чутливості для захистів запобіжниками і автоматичними вимикачами з залежними витримки часу повинен бути $k_{ч} \geq 3$ (тому помилка на 10 – 15% допустима).

Для автоматичних вимикачів з миттєвими розчеплювачами коефіцієнт чутливості повинен бути $k_{ч} \geq 1,1$ (тому помилка на 10 – 15% не допустима).

Порівняємо розрахункову чутливість першого ступеня захисту з уставкою $I_{C3}^1 = 1500 \text{ А}$.

Без урахування живильної лінії:

$$k_{ч} = I^{(3)} / I_{C3}^1 = 1733 / 1500 = 1,15 \text{ (захист чутливий).}$$

Розрахунок з урахуванням лінії живлення:

$$k_{ч} = I^{(3)} / I_{C3}^1 = 1339 / 1500 = 0,89 \text{ (захист не чутливий).}$$

Висновок. Опори живлячих високовольтних ліній треба враховувати в розрахунках уставок миттєвих захистів.

Приклад 5.37 Дослідження впливу схем з'єднання обмоток силових трансформаторів на струми однофазних КЗ.

Вихідні дані. Розглядаються понижуючі силові трансформатори 6 - 10 / 0,4 кВ, що мають дві схеми з'єднання обмоток.

Варіант 1: трикутник - зірка з виведеною заземленою нейтраллю (Д/ У_Н).

Варіант 2: зірка - зірка з виведеною заземленою нейтраллю (У/ У_Н).

Дані по струмів 3-х фазних КЗ наведені в прикладі 6.19.

Рішення. У табл. 5.21 наведені необхідні параметри досліджуваних трансформаторів.

Таблиця 5.21 – Опори трансформаторів (для напруги 0,4 кВ)

Схеми з'єднання обмоток трансформатора	S_T , кВА	P_K , кВт	U_K , %	r_T , мОм	X_T , мОм	Z_T , мОм	$Z_T^{(1)}$, мОм
T1: Д/ У _Н	400	5,9	4,5	5,9	17,0	18,0	56,0
T2: У/ У _Н	400	5,5	4,5	5,55	17,1	18,0	195

Для розрахунків струму однофазного короткого замикання рекомендуємо формулу з арифметичним складанням повних опорів:

$$I_{К}^{(1)} = U_{\Phi} / (Z_T^{(1)} / 3 + Z_{\Pi}),$$

де $Z_T^{(1)}$ – повний опір трансформатора для струмів однофазного короткого замикання (залежить від схеми з'єднання обмоток, див. табл. 2.9); Z_{Π} – повний опір петлі короткого замикання.

Для двох варіантів опір петлі фаза – нуль повітряної лінії W2 при максимальній відстані між фазою і нулем 1 м дорівнює:

$$Z_{\Pi, W2} = Z_{\Pi, \Pi} \cdot l,$$

$$Z_{\Pi, W2} = 1,82 \cdot 0,2 = 0,364 \text{ Ом.}$$

Опір 4-х жильного кабелю з урахуванням алюмінієвої оболонки:

$$Z_{\Pi, W1} = Z_{\Pi, \Pi} \cdot l,$$

$$Z_{\Pi, W1} = 0,87 \cdot 0,2 = 0,174 \text{ Ом.}$$

Опір петлі фаза – нуль кабельної лінії W1 з використанням алюмінієвої оболонки в якості нульового проводу:

$$Z_{\Pi, W1} = Z_{\Pi, \Pi} \cdot l,$$

$$Z_{\Pi, W1} = 1,07 \cdot 0,2 = 0,214 \text{ Ом.}$$

Розрахуємо струм однофазного КЗ в кінці повітряної лінії (точка К-3) для першого варіанту (Д/ У_Н):

$$I_{К-3}^{(1)} = U_{\Phi} / (Z_T^{(1)} / 3 + Z_{\Pi}),$$

$$I_{К-3}^{(1)} = 231,2 / (0,056 / 3 + 0,364) = 605 \text{ А.}$$

Порівняємо з трифазним КЗ ($I_{К-3}^{(3)} = 1797,5$, див.. Приклад 2.19). Різке зменшення струму однофазного КЗ викликано активним опором нульового проводу і збільшенням індуктивного опору петлі в порівнянні з опором фази.

Розрахуємо струм однофазного КЗ в кінці 4-х жильної кабельної лінії (точка К-4) для першого варіанту (Д/ У_Н):

$$I_{К-4}^{(1)} = U_{\Phi} / (Z_T^{(1)} / 3 + Z_{\Pi}),$$

$$I_{К-4}^{(1)} = 231,2 / (0,056 / 3 + 0,174) = 1204 \text{ А.}$$

Струм однофазного КЗ в кабельній лінії (1204 А) збільшився в порівнянні з повітряною лінією (605 А) за рахунок дуже малого індуктивного опору кабелю.

Струм однофазного КЗ в кінці 3-х жильної кабельної лінії (точка К-4) для першого варіанту (Д/ У_Н):

$$I_{К-4,3}^{(1)} = U_{\Phi} / (Z_{Т}^{(1)} / 3 + Z_{П}),$$
$$I_{К-4,3}^{(1)} = 231,2 / (0,056 / 3 + 0,214) = 996 \text{ А.}$$

Струм однофазного КЗ (996 А) зменшився в порівнянні з 4-х жильною кабельною лінією (1204 А) тому, що активний опір однієї алюмінієвої оболонки 3-х жильного кабелю більше сумарного активного опору четвертої жили і алюмінієвої оболонки живильного 4-х жильного кабелю.

Розрахуємо струми однофазного КЗ для другого варіанту (У/ У_Н):

$$I_{К-3}^{(1)} = U_{\Phi} / (Z_{Т}^{(1)} / 3 + Z_{П}),$$
$$I_{К-3}^{(1)} = 231,2 / (0,195 / 3 + 0,364) = 539 \text{ А.}$$

У порівнянні з першим варіантом менше на 11%.

$$I_{К-4}^{(1)} = U_{\Phi} / (Z_{Т}^{(1)} / 3 + Z_{П}),$$
$$I_{К-4}^{(1)} = 231,2 / (0,195 / 3 + 0,174) = 967 \text{ А.}$$

У порівнянні з першим варіантом менше на 20%.

$$I_{К-4,3}^{(1)} = U_{\Phi} / (Z_{Т}^{(1)} / 3 + Z_{П}),$$
$$I_{К-4,3}^{(1)} = 231,2 / (0,195 / 3 + 0,214) = 829 \text{ А.}$$

У порівнянні з першим варіантом менше на 17% .

Висновок. Опір струмам 1-о фазного КЗ для трансформаторів зі схемою з'єднання обмоток У / У_Н в (195 мОм/ 56 мОм = 3,5) в 3,5 рази вище опору для трансформаторів зі схемою з'єднання обмоток Д/ У_Н, що значно зменшує струм однофазного КЗ. Дану обставину необхідно враховувати в розрахунках уставок захистів при замінах трансформаторів з різними схемами з'єднання обмоток.

Контрольні запитання

- 1 Охарактеризуйте види захистів елементів системи електропостачання з напругою 6 – 10 кВ.
- 2 На прикладі системи електропостачання з напругою 6-10 кВ поясніть розрахунки струмів міжфазних коротких замикань.
- 3 Поясніть умови вибору параметрів максимального струмового захисту з обмежено-залежною витримкою часу.
- 4 Як обираються параметри струмових відсічок? Складіть принципову електричну схему захисту.
- 5 Напишіть і поясніть формули розрахунку уставок максимального струмового захисту елементів розподільчої мережі системи електропостачання.
- 6 Як перевіряється чутливість максимального струмового захисту елементів розподільчої мережі системи електропостачання?
- 7 Поясніть побудову часо-струмових характеристик максимального струмового захисту елементів розподільчої мережі системи електропостачання.
- 8 Поясніть принцип дії комбінованого захисту за струмом і напругою. Складіть принципову електричну схему захисту.

9 Які відмінності в розрахунках параметрів струмового захисту нульової послідовності й струмового захисту від міжфазних коротких замикань? Відповідь поясніть прикладами.

10 Від яких пошкоджень і ненормальних режимів захищається електродвигун? Перерахуйте основні види захистів і висуніть до них вимоги.

11 Напишіть і поясніть формулу розрахунку сумарного струму секції навантаження при пусках найпотужнішого електродвигуна.

12 Як виконується узгодження характеристик захистів елементів розподільчої мережі системи електропостачання за селективністю?

13 Як впливає пуск чи самозапуск електродвигуна на чутливість його захистів?

14 На прикладі схеми захисту електродвигуна поясніть функції основних органів.

15 Які особливості мають розрахунки струмів короткого замикання і захистів в мережах напругою до 1 кВ?

16 Напишіть формули розрахунків різних видів короткого замикання в мережах до 1 кВ.

17 Поясніть умови вибору запобіжників.

18 Поясніть умови вибору автоматичних вимикачів.

19 Як впливають пуски електродвигунів на умови вибору запобіжників?

20 Назвіть основні терміни параметрів спрацьовування автоматичних вимикачів.

21 Як виконується вибір запобіжника по перетину?

22 Як виконується вибір запобіжника по мінімальному струму короткого замикання?

23 Як виконується вибір запобіжника за параметрами попереднього запобіжника?

24 Як виконується вибір струму спрацьовування струмового відсічення для автоматичних вимикачів 0,4 кВ?

25 Як виконується вибір струму спрацьовування 3-го ступеня максимального струмового захисту з витримкою часу для автоматичних вимикачів 0,4 кВ?

26 Поясніть перевірку селективності автоматичних вимикачів серії АЗ100.

27 Що дає застосування селективного автоматичного вимикача?

28 Як виконується вибір автоматичних вимикачів і запобіжників з урахуванням їх похибки?

29 Як впливають схеми з'єднання обмоток силових трансформаторів на струми однофазних КЗ?

6 ПРАКТИКУМ З ВИРІШЕННЯ ПРОФЕСІЙНИХ ЗАДАЧ

6.1 Проектувальні задачі з релейного захисту електроенергетичних систем

Проектувальна діяльність інженерів з релейного захисту енергосистем пов'язана з наступними видами робіт:

- проведення робіт з розроблення проектів на системи релейного захисту елементів енергосистеми;
- проведення розрахунків параметрів систем релейного захисту елементів енергосистеми;
- розроблення технічної документації на системи релейного захисту елементів енергосистеми.

Проведення робіт з розроблення проектів на системи релейного захисту елементів енергосистеми пов'язано з виконанням наступних типових професійних задач:

- розроблення завдання на проектування систем релейного захисту елементів енергосистеми;
- проектування систем релейного захисту елементів енергосистеми;
- визначення показників функціонування систем релейного захисту елементів енергосистеми.

Нормативно-орієнтуючими ознаками виконання професійних задач під час проектування систем релейного захисту є норми й стандарти з проведення проектувальних робіт та нормативні документи щодо елементів енергосистеми.

Типовими професійними задачами при проведенні розрахунків параметрів систем релейного захисту елементів енергосистеми є:

- складання розрахунків щодо параметрів систем релейного захисту елементів енергосистеми;
- визначення характеристик систем релейного захисту елементів енергосистеми.

Нормативно-орієнтуючими ознаками виконання професійних задач при проведенні розрахунків параметрів систем релейного захисту елементів енергосистем є методики розрахунку параметрів та методики визначення характеристик систем релейного захисту.

Розроблення технічної документації на системи релейного захисту елементів енергосистеми супроводжується виконанням наступних типових професійних задач:

- складання робочої документації на системи релейного захисту елементів енергосистеми;
- розроблення специфікацій на системи релейного захисту елементів енергосистеми;
- складання технічних інструкцій на системи релейного захисту елементів енергосистеми;

– розробленням технологічних карт на системи релейного захисту елементів енергосистеми.

Нормативно-орієнтуючими ознаками виконання професійних задач під час розроблення технічної документації на системи релейного захисту елементів енергосистеми є норми й стандарти на розроблення технічної документації та функціональні й принципові схеми на системи релейного захисту.

Проектувальні задачі інженерів з релейного захисту енергосистем, що насамперед пов'язані з розробленням проектів, вимагають від працівника володіння понятійно-аналітичним та продуктивно-синтетичним мисленням, що передбачає встановлення каузальних зв'язків щодо побудови та функціонування систем релейного захисту елементів енергосистеми.

Приклад 6.1 Навчальне проектування системи релейного захисту синхронного генератора.

Безумовно, навчальне проектування буде дещо відрізнятися від професійного, у першу чергу через відмінності у цілепокладанні. У професійному проектуванні метою є створення проекту - результату діяльності, а у навчальному проектуванні основна мета - оволодіння студентами прийомами та способами самостійного досягнення навчально-професійних завдань.

Рішення. Як було зазначено раніше розроблення проекту умовно складається з трьох видів задач, а саме: розроблення завдання на проектування, безпосередньо проектування та визначення показників функціонування системи релейного захисту елементу енергосистеми.

1) *Розроблення завдання на проектування системи релейного захисту елементу енергосистеми.*

Елементом енергосистеми виступає синхронний генератор. Основними видами пошкодження трифазних синхронних генераторів є багатофазні короткі замикання, міжвиткові замикання, однофазні замикання на землю в обмотці статора, замикання на землю в обмотці ротора (в одному або в двох місцях), що становлять аварійний режим. Названі пошкодження супроводжуються різкими збільшеннями струму, які значно перевищують струми навантаження. Протікання надструму може викликати при несвоєчасному відключенні не тільки пошкодження обмоток статора, але й конструктивні руйнування елементів синхронного генератора, що обертається. У зв'язку з цим відключення синхронних генераторів при виникненні коротких замикань повинно відбуватися якомога швидше, що може бути реалізовано за допомогою автоматичних пристроїв захисту від аварійних режимів.

При роботі генератора можлива втрата збудження, внаслідок чого генератор переходить до асинхронного режиму. Асинхронний хід турбогенераторів та гідрогенераторів супроводжується підвищенням втрат потужності та нагрівом генератора, а також виникненням великих механічних зусиль в його вузлах. Анормальним режимом для генератора також є припинення подачі енергоносія до турбіни, внаслідок чого генератор

переходить до рухомого режиму, що може призвести до пошкодження лопаток турбіни. Також під час роботи синхронного генератора можливе виникнення режиму, який характеризується підвищеною (зниженою) напругою (частотою) на шинах генератора. Неприпустимим є режим роботи генератора при тривалих зовнішніх симетричних або несиметричних коротких замиканнях, перенавантаженнях за струмом ротора або статора. При настанні одного з вище описаних режимів необхідно своєчасно виявити його і за необхідністю відключити генератор від мережі, що може бути реалізовано за допомогою автоматичних пристроїв захисту від ненормальних режимів. Отже, можна бачити, що між основними видами аварійних пошкоджень й ненормальних режимів та задачами й видом релейного захисту синхронного генератора існує каузальний ланцюг знань, який представлений на рис. 6.1.

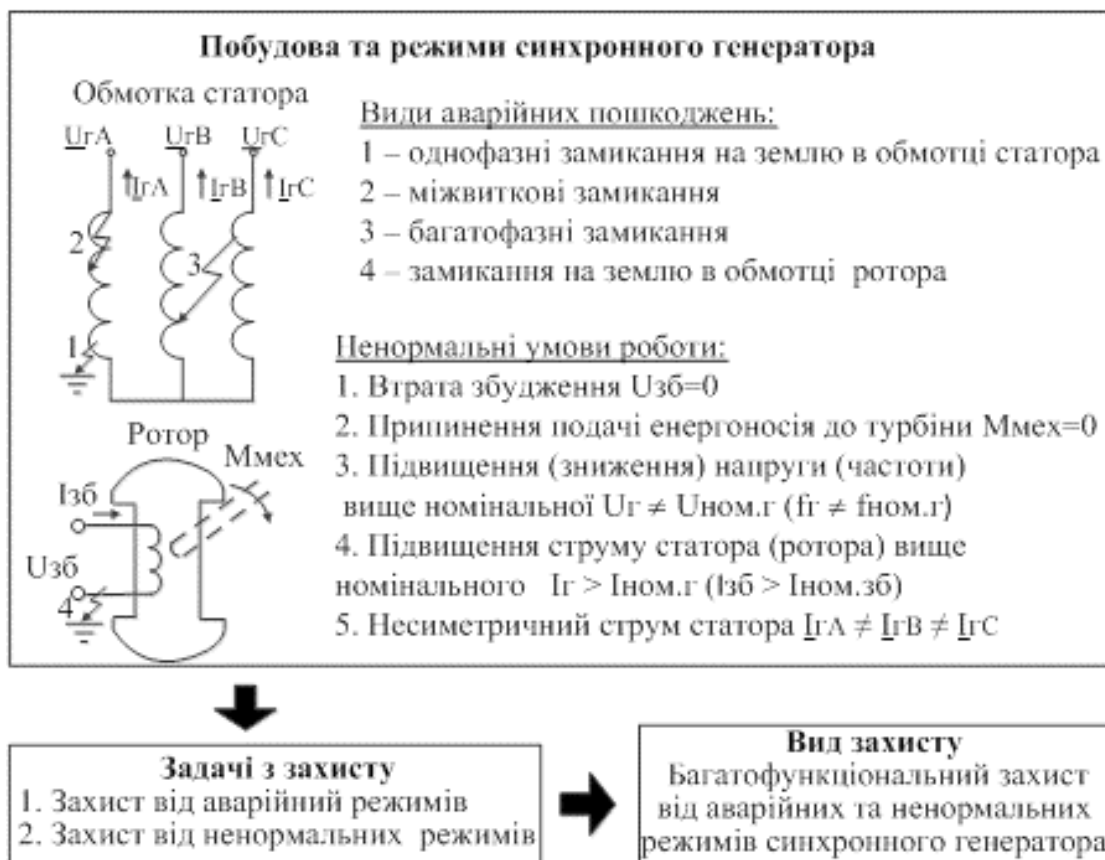


Рисунок 6.1 – Каузальний ланцюг знань з визначення задач та виду релейного захисту синхронного генератора

Причинами виникнення аварійних режимів в синхронних генераторах є короткі замикання, а, отже, відповідними захистами виступають захист від фазних та виткових коротких замикань. Задля усунення аномального режиму, що виник унаслідок втрати збудження, використовують захист від асинхронного ходу. При підвищенні (зниженні) напруги (частоти) характерним є захист від підвищення (зниження) напруги (частоти), для захисту від переходу роботи генератора до рухомого режиму і помилкового підключення зупиненого

генератора до мережі застосовується захист від зворотної потужності. Перенавантаження або зовнішні короткі замикання також призводять до ненормального режиму роботи генератора, що потребує встановлення захисту від перенавантаження. Ненормальним для синхронного генератора також є несиметричний режим, що потребує встановлення відповідного захисту.

Таким чином, усі названі види захисту є вимогами щодо принципу дії мікропроцесорної системи релейного захисту синхронного генератора, і в такому випадку каузальний ланцюг знань з визначення задач та виду релейного захисту синхронного генератора буде мати вигляд, що представлений на рис. 6.2.

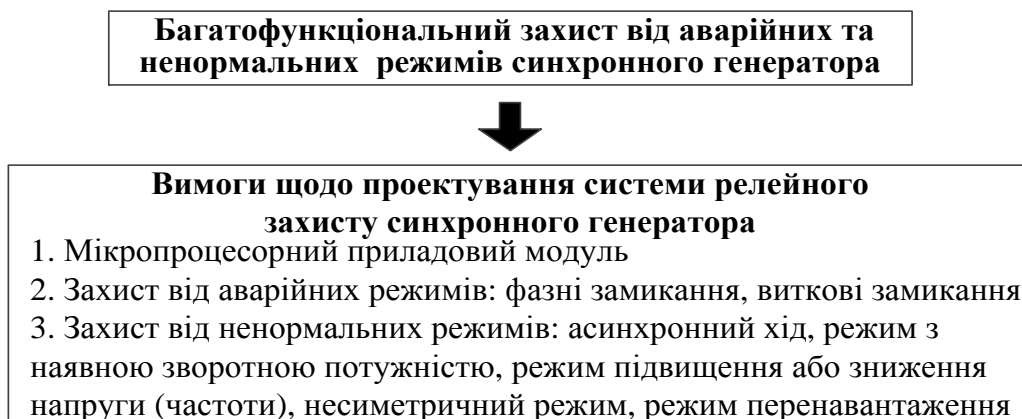


Рисунок 6.2 – Каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо проектування системи релейного захисту елемента енергосистеми

Таким чином, при розробленні завдання на проектування будь-якої системи релейного захисту елемента енергосистеми (СРЗЕЕ) потребується встановлення каузального ланцюга знань, узагальнений вид якого представлений на рис. 6.3.

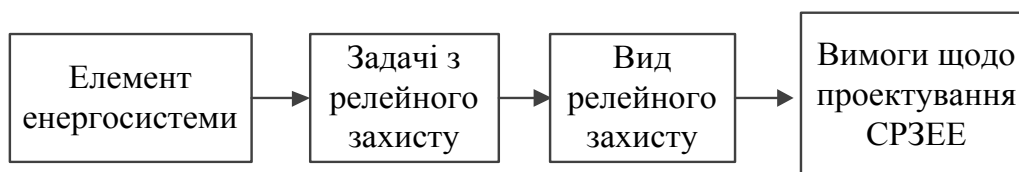


Рисунок 6.3 – Узагальнений каузальний ланцюг знань при розробленні завдання на проектування системи релейного захисту елемента енергосистеми

2) Проектування системи релейного захисту елемента енергосистеми.

– Проектування принципу дії та структури всієї системи релейного захисту елемента енергосистеми.

Згідно зі сформульованих вимог до системи релейного захисту синхронного генератора визначимо його принцип дії. Захист від аварійних

режимів повинен бути передбачений при багатофазних коротких замикань, однофазних замикань на землю в обмотці статора, замикань між витками однієї фази в обмотці статора, замиканні на землю в обмотці ротора (в одному або в двох місцях). Визначення багатофазного короткого замикання в синхронному генераторі можливе у разі порівняння векторів струмів на початку та наприкінці обмотки статора, а, отже, відповідним захистом буде виступати струмовий захист за повздовжнім диференціальним принципом.

При замиканні на землю в обмотці статора виникають струми нульової послідовності, які в нормальному режимі відсутні, а, отже, відповідний захист може будуватися на звичайному релейному принципі максимальної дії. При замиканні на землю в обмотці ротора знижується опір ізоляції обмотки, що і може бути покладено в основу принципу дії однойменного захисту.

Замикання між витками однієї фази в обмотці статора може бути ідентифіковано на підставі визначення струму в перемичці між нейтралями паралельних гілок обмотки статора, а, отже, принципом дії відповідного захисту може бути поперечний диференціальний принцип.

При несиметричних режимах з'являються струми зворотної послідовності, а, отже, захистом від зовнішніх несиметричних режимів можливий захист, що реагує на появу струму зворотної послідовності.

У разі симетричного перенавантаження за струмом доцільно використовувати захисти, що спрацьовують за критерієм збільшення струму.

Захист від підвищення (зниження) напруги (частоти) може бути реалізований за релейним принципом максимальної (мінімальної) дії. Захист буде спрацьовувати, якщо рівень параметру режиму, що контролюється, не буде відповідати рівню уставки.

Втрата збудження у генератора, як вже зазначалось, супроводжується зменшенням опору. Захист від асинхронного режиму генератора, що виникає внаслідок втрати збудження, може працювати за контролем зміни опору генератора.

У зв'язку з тим, що перехід роботи генератора до рухового режиму або помилкове підключення зупиненого генератора до мережі характеризується зміною напрямку активної потужності, то захист від зворотної потужності може бути побудований на принципі контролю знаку активної потужності.

Структура програмного та апаратного забезпечення буде складатися з функцій захисту, що закладені до принципу дії системи релейного захисту синхронного генератора. З урахуванням сказаного визначення принципу дії й структури програмного та апаратного забезпечення всієї системи релейного захисту синхронного генератора (СРЗСГ) потребує встановлення каузального ланцюга знань, що представлений на рис. 6.4.

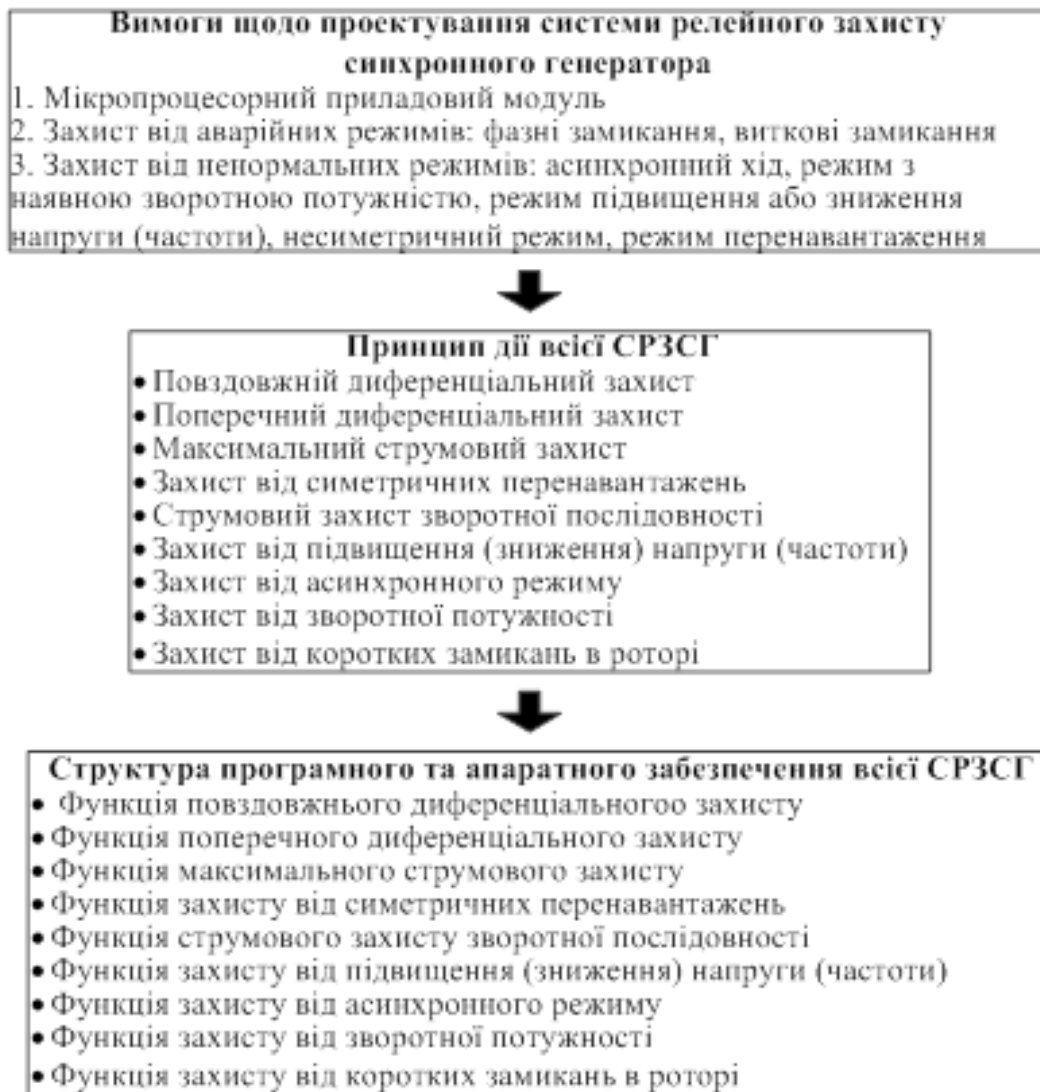


Рисунок 6.4 – Каузальний ланцюг знань з визначення принципу дії й структури програмного та апаратного забезпечення всієї системи релейного захисту синхронного генератора

– Розроблення завдання на проектування й проектування принципу дії та структури складових I-N рівнів ієрархії системи релейного захисту елемента енергосистеми.

В якості прикладу розглянемо функцію поперечного диференціального захисту системи релейного захисту синхронного генератора. Основним призначенням даного виду захисту є захист від виткових замикань однієї з паралельних гілок фази обмотки статора синхронного генератора. В нормальному режимі струми паралельних гілок фаз компенсують один одного і в перемичці між нейтральними проводами струм відсутній. У разі виникнення виткового короткого замикання симетрія фаз порушується і в перемичці між нейтральними протікає струм. Отже, функція поперечного диференціального захисту повинна контролювати значення струму в перемичці між нейтральними паралельних гілок і у разі перевищення його заданого значення формувати

команду на сигнал або на відключення. З урахуванням цього структура програмного забезпечення функції буде складатися з: функції визначення струму перемички між нейтралями, функції запуску захисту, функції формування вихідних сигналів захисту.

Структура апаратного забезпечення відповідно до визначених функцій буде складатися з: вимірювально-перетворювальної частини, обчислювальної частини та виконавчої частини. Враховуючи вище сказане, каузальний ланцюг знань з визначення вимог, принципу дії та структури програмного й апаратного забезпечення функції поперечного диференціального захисту системи релейного захисту синхронного генератора буде мати вигляд, що представлений на рис. 6.5.

Згідно із визначеними вимогами, принципом дії та структурою поперечного диференціального захисту визначимо вимоги, принцип дії та структуру програмного та апаратного забезпечення функції визначення струму перемички між нейтралями, функції запуску захисту, функції формування вихідних сигналів захисту.

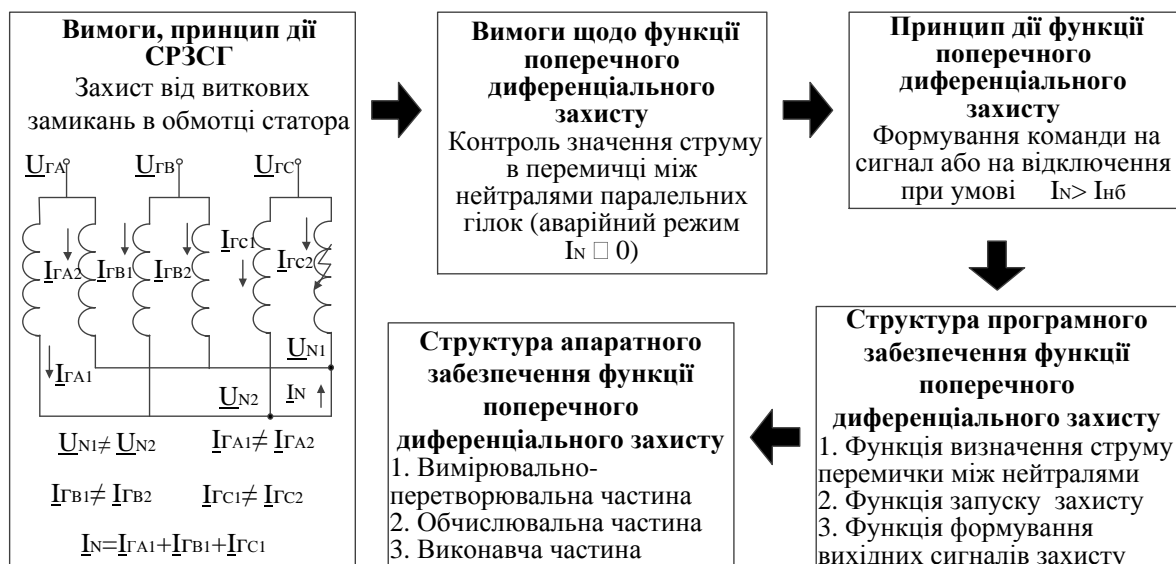


Рисунок 6.5 – Каузальний ланцюг знань з визначення вимог, принципу дії та структури програмного й апаратного забезпечення функції поперечного диференціального захисту системи релейного захисту синхронного генератора

Функція визначення струму перемички між нейтралями повинна обчислювати та порівнювати струм в перемичці між нейтралями зі струмом небалансу, а, отже, принципом дії такої функції виступає формування команди на сигнал при перевищенні струму перемички між нейтралями над струмом небалансу. Згідно із визначеним принципом дії структура програмного забезпечення функції визначення струму перемички між нейтралями буде складатися з: функції обчислення струму перемички між нейтралями та функції порівняння струму перемички між нейтралями зі струмом небалансу. В такому

випадку структура апаратного забезпечення закладених функцій буде складатися з аналогового вимірювального перетворювача струму, аналого-цифрового перетворювача, цифрового обчислювача, клавіатури та цифрового індикатора.

Функція формування вихідних сигналів захисту повинна формувати команду на сигнал або на відключення щодо спрацьовування захисту, а, отже принципом дії такої функції виступає формування логічних сигналів на сигнал або на відключення щодо спрацьовування захисту. Структура програмного забезпечення функції формування вихідних сигналів захисту, виходячи з окресленого принципу дії, буде складатися з: функції формування вихідного логічного сигналу щодо попереджувальної сигналізації, функції формування вихідного логічного сигналу щодо спрацьовування захисту на відключення, функції формування вихідного логічного сигналу спрацьовування захисту, функції формування вихідного логічного сигналу щодо спрацьовування захисту на відключення. Структура апаратного забезпечення функції формування вихідних сигналів захисту, враховуючи структуру програмного забезпечення повинна складатися з електронних реле вихідних дискретних сигналів та цифрового обчислювача.

Функція запуску захисту повинна формувати команду щодо запуску захисту а, отже, принципом дії такої функції виступає формування логічних сигналів щодо запуску захисту. На підставі визначеного принципу дії структура програмного забезпечення функції запуску захисту буде складатися з: функції введення захисту в роботу, функції затримки в роботі захисту та функції формування вихідного логічного сигналу щодо запуску захисту. Для забезпечення визначеної структури програмного забезпечення структура апаратного забезпечення повинна складатися з електронного реле вихідного дискретного сигналу, цифрового обчислювача, клавіатури та цифрового індикатора.

Каузальні ланцюги знань щодо визначення вимог, принципу дії та структури програмного й апаратного забезпечення функції визначення струму перемички між нейтралями, функції формування вихідних сигналів захисту, функції запуску захисту відповідно будуть мати вид як на рис. 6.6 – 6.8.

Аналогічним чином може бути спроектована будь-яка функція системи релейного захисту синхронного генератора.

Таким чином, під час безпосередньо проектування системи релейного захисту елементу енергосистеми виникає необхідність встановлення каузального ланцюга знань, що в загальному випадку має вигляд представлений на рис. 6.9.



Рисунок 6.6 – Каузальний ланцюг знань з визначення вимог, принципу дії й структури програмного та апаратного забезпечення функції визначення струму перемички між нейтраліями



Рисунок 6.7 – Каузальний ланцюг знань з визначення вимог, принципу дії й структури програмного та апаратного забезпечення функції формування вихідних сигналів захисту



Рисунок 6.8 – Каузальний ланцюг знань з визначення вимог, принципу дії та структури програмного й апаратного забезпечення функції запуску захисту



Рисунок 6.9 – Узагальнений каузальний ланцюг знань при проектуванні системи релейного захисту елемента енергосистеми

3) *Проектування реалізації й визначення показників функціонування складових N-I рівнів ієрархії та всієї системи релейного захисту елемента енергосистеми.*

Спроекуємо програмну та апаратну реалізацію функції поперечного диференціального захисту системи релейного захисту синхронного генератора у вигляді функціональних схем та визначимо відповідні показники функціонування. Через те, що функція визначення струму в перемичці між нейтралями буде реалізована за допомогою функції обчислення струму в перемичці між нейтралями паралельних гілок обмотки статора I_N та функції порівняння цього струму зі струмом уставки (спрацьовування), параметрами настроювання будуть виступати діапазон та дискретність уставок за струмом спрацьовування.

Функція запуску захисту передбачає наявність функції введення або виведення з дії поперечного диференціального захисту (включення або відключення). У разі включення та наявності сигналу щодо виконання умови $I_N > I_{НБ}$ відбувається запуск захисту, в результаті чого повинен формуватися вихідний програмований логічний сигнал «запуск поперечного диференціального захисту» відповідною функцією. Після запуску захист може відпрацювати з витримкою або без витримки часу, що реалізується за допомогою функції затримки. Параметрами настроювання функції запуску в такому випадку будуть виступати діапазон та дискретність сигналів за витримкою часу і введення захисту в дію.

Функція формування вихідних сигналів захисту повинна формувати сигнал «спрацьовування поперечного диференціального захисту», «попереджувальна сигналізація» у разі роботи на «сигнал». У разі роботи захисту на відключення буде формуватися вихідні логічні сигнали «спрацьовування поперечного диференціального захисту», «аварійна сигналізація», «спрацьовування поперечного диференціального захисту на відключення» та «спрацьовування захисту на відключення». Параметром настроювання функції формування вихідних сигналів буде виступати сигнал спрацьовування на сигналізацію або на відключення. З урахуванням сказаного каузальний ланцюг знань щодо визначення функціональної схеми програмної реалізації та параметрів настроювання функції поперечного диференціального захисту системи релейного захисту синхронного генератора буде мати вигляд, що представлений на рис. 6.10.

Принцип дії та структура програмної реалізації функції поперечного диференціального захисту



Параметри налаштування функції поперечного диференціального захисту

1. **Функція визначення струму** - діапазон та дискретність уставок за струмом спрацювання
2. **Функція запуску захисту** - діапазон та дискретність уставок за витримкою часу, введення захисту в дію (відкл / вкл)
3. **Функція формування вихідних сигналів захисту** - сигнал спрацювання (сигналізація / відключення)

Рисунок 6.10 – Каузальний ланцюг знань з визначення функціональної схеми програмної реалізації та параметрів налаштування функції поперечного диференціального захисту системи релейного захисту синхронного генератора

Визначимо апаратну реалізацію функції поперечного диференціального захисту, що буде складатися з апаратної реалізації функцій, які входять до її складу. Структура апаратного забезпечення функції визначення струму перемички між нейтралями передбачає наявність аналогового вимірювального перетворювача струму, аналого-цифрового перетворювача, цифрового обчислювача, цифрового індикатора та клавіатури. Структура апаратного забезпечення функції запуску захисту передбачає наявність електронного реле вихідного дискретного сигналу. Структура апаратного забезпечення функції спрацювання захисту передбачає наявність електронних реле вихідних дискретних сигналів.

Отже, аналоговий вимірювальний перетворювач струм (ВПС) та аналого-цифровий перетворювач (АЦП) будуть складати вимірювально-перетворювальну частину (ВПЧ), цифровий обчислювач – обчислювальну частину (ОЧ), електронні реле вихідних дискретних сигналів (РДВ), цифровий індикатор (ЦІ) та клавіатура (К) – виконавчу частину (ВЧ) апаратної реалізації функції поперечного диференціального захисту системи релейного захисту синхронного генератора. Цифровий обчислювач для мікропроцесорних пристроїв зазвичай складається з центрального процесора (ЦП), запам'ятовувального пристрою (ЗП), елементів оптичної розв'язки різних каналів зв'язку (RS-485-opto, RS-232-opto), системної шини.

Технічні параметри функції поперечного диференціального захисту, що залежать від її апаратної реалізації, будуть обумовлюватися характеристиками електронних компонентів, що використані при реалізації функцій, в даному випадку це швидкодія та надійність. З урахування сказаного каузальний ланцюг знань з визначення функціональної схеми апаратної реалізації та технічних параметрів поперечного диференціального захисту системи релейного захисту синхронного генератора буде мати вигляд (рис. 6.11)

Аналогічним чином може бути здійснена реалізація й визначення параметрів будь-якої функції системи релейного захисту синхронного генератора, що проектується.

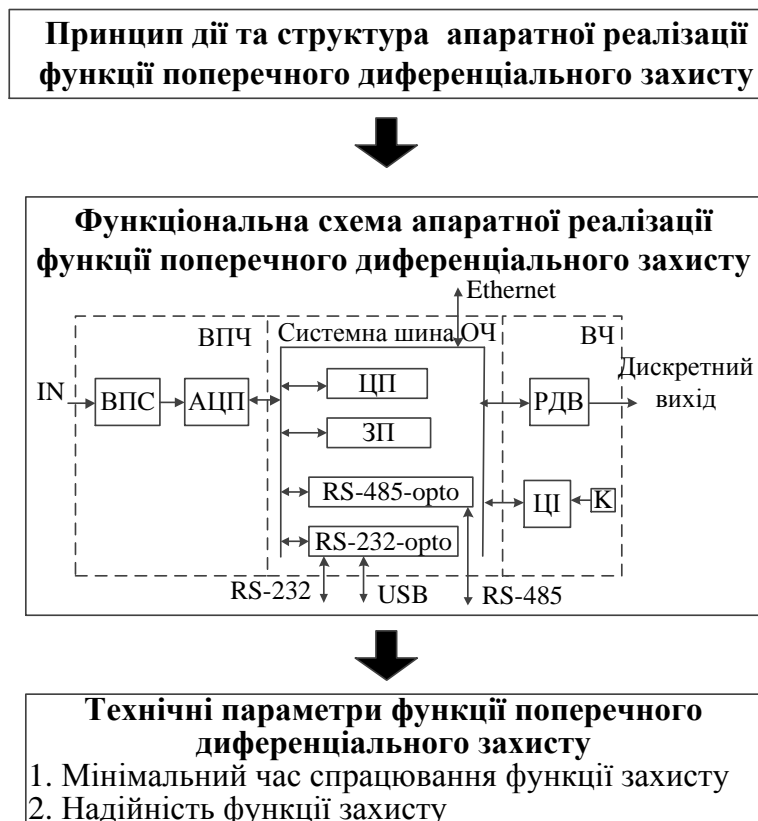


Рисунок 6.11 – Каузальний ланцюг знань щодо визначення функціональної схеми апаратної реалізації та технічних параметрів функції поперечного диференціального захисту системи релейного захисту синхронного генератора

Отже, проектування реалізації й визначення показників функціонування системи релейного захисту елемента енергосистеми відбувається на основі встановлення каузального ланцюга знань, узагальнений вид якого представлений на рис. 6.12.

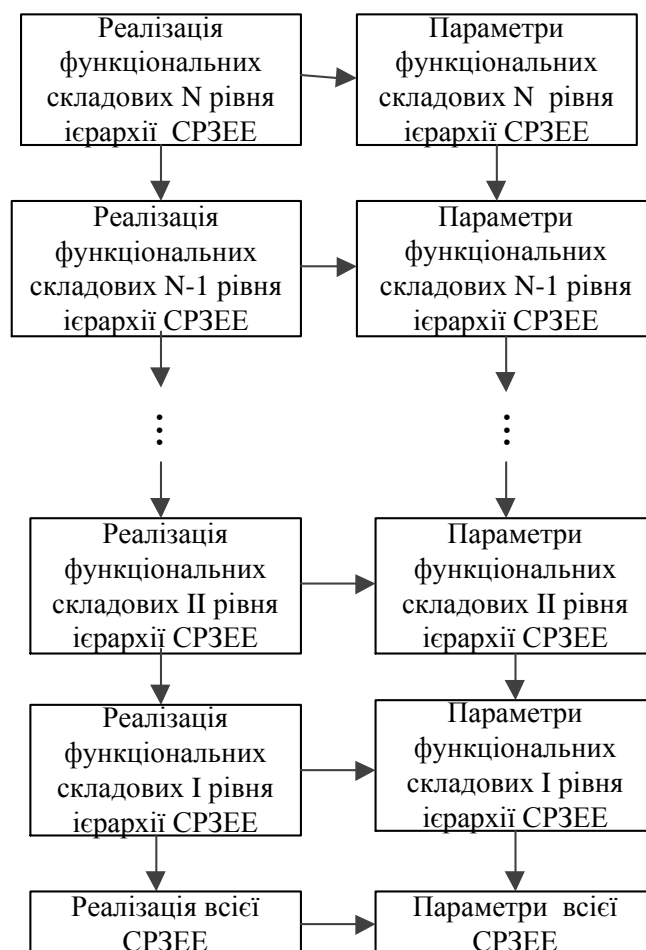


Рисунок 6.12 – Узагальнений каузальний ланцюг знань при визначенні реалізації та параметрів функціонування системи релейного захисту елемента енергосистеми

6.2 Експлуатаційні задачі з релейного захисту електроенергетичних систем

Експлуатаційна діяльність інженерів з релейного захисту енергосистем передбачає проведення наступних видів робіт:

- проведення робіт з технічної перевірки систем релейного захисту елементів енергосистеми;
- проведення робіт з виявлення та усунення причин некоректної роботи систем релейного захисту елементів енергосистеми;

– ведення технічної документації щодо систем релейного захисту елементів енергосистеми.

Роботи з технічної перевірки систем релейного захисту елементів енергосистеми проводять з метою:

– налагодження систем релейного захисту, що складається з сукупності операцій щодо регулювання, настроювання, підготовки, включення та забезпечення нормальної роботи в заданих умовах;

– прийому в експлуатацію систем релейного захисту, що в загальному випадку складається з перевірки відповідності проектам змонтованого обладнання, результатів випробувань і комплексного обстеження, підготовленості до нормальної експлуатації, якості монтажних робіт;

– технічного обслуговування систем релейного захисту, що пов'язано з контролем виконання усіх вимог їх використання, спостереженням за справним станом, проведенням оглядів, контролем за дотриманням правил технічної експлуатації, інструкцій заводів-виробників та місцевих інструкцій, усуненням дрібних несправностей, що не вимагають відключення обладнання, регулюванням, чищенням, продувкою і змащуванням тощо;

– підвищення рівня експлуатації, оптимізації використання, вдосконалення, модернізації та розроблення нових програмних та технічних засобів систем релейного захисту елементів енергосистеми.

Роботи з технічної перевірки систем релейного захисту елементів енергосистеми передбачають виконання наступних типових професійних задач:

– розроблення завдання на технічну перевірку систем релейного захисту елементів енергосистеми;

– перевірка технічного стану систем релейного захисту елементів енергосистеми;

– визначення показників функціонування систем релейного захисту елементів енергосистеми.

Нормативно-орієнтуючими ознаками виконання професійних задач під час проведення робіт з технічної перевірки є нормативні документи з експлуатації систем релейного захисту елементів енергосистеми.

Проведення робіт з виявлення та усунення причин некоректної роботи систем релейного захисту елементів енергосистеми пов'язано з типовими професійними задачами щодо:

– зовнішнього та внутрішнього огляду;

– перевірки кіл зв'язку;

– заміни дефектних елементів;

– усунення несправностей в схемах підключення;

– настроювання.

Нормативно-орієнтуючими ознаками виконання професійних задач під час проведення робіт з усунення причин некоректної роботи є методики налаштування та схеми підключення систем релейного захисту тощо.

Задачами при веденні технічної документації щодо систем релейного захисту є запис до журналу проведених робіт, паспортів на системи релейного

захисту елементів енергосистем. Нормативно-орієнтуючими ознаками виконання професійних задач з ведення технічної документації щодо систем релейного захисту є норми та стандарти введення технічної документації на системи релейного захисту елементів енергосистеми.

Експлуатаційні задачі інженерів з релейного захисту енергосистем, що насамперед пов'язані з проведенням технічної перевірки, вимагають від працівника володіння понятійно-аналітичним та продуктивно-синтетичним мисленням, що передбачає встановлення каузальних зв'язків щодо побудови та функціонування систем релейного захисту елементів енергосистеми.

Приклад 6.2 Навчальна технічна перевірка приладового модуля релейного захисту та автоматики синхронного генератора (ПМРЗАСГ), що виготовляється науково-виробничим підприємством «ХАРТРОН-ІНКОР» (м. Харків) та широко використовується на електростанціях України.

Рішення. Як було зазначено раніше проведення технічної перевірки умовно складається з трьох видів задач, а саме: розроблення завдання на технічну перевірку, безпосередньо перевірка технічного стану та визначення показників функціонування системи релейного захисту елементу енергосистеми.

Розроблення завдання на технічну перевірку системи релейного захисту елементу енергосистеми.

Приладовий модуль релейного захисту та автоматики синхронного генератора призначений для використання в електромережах змінного струму з частотою 50 Гц в якості мікропроцесорного пристрою релейного захисту, реєстрації, діагностики й управління вимикачем генератора. Для здійснення технічної перевірки приладового модуля релейного захисту та автоматики синхронного генератора перш за все необхідно вивчення його структурної схеми, схеми зовнішніх підключень, габаритно-інсталяційного креслення та технічних характеристик (рис. 6.13-6.17).

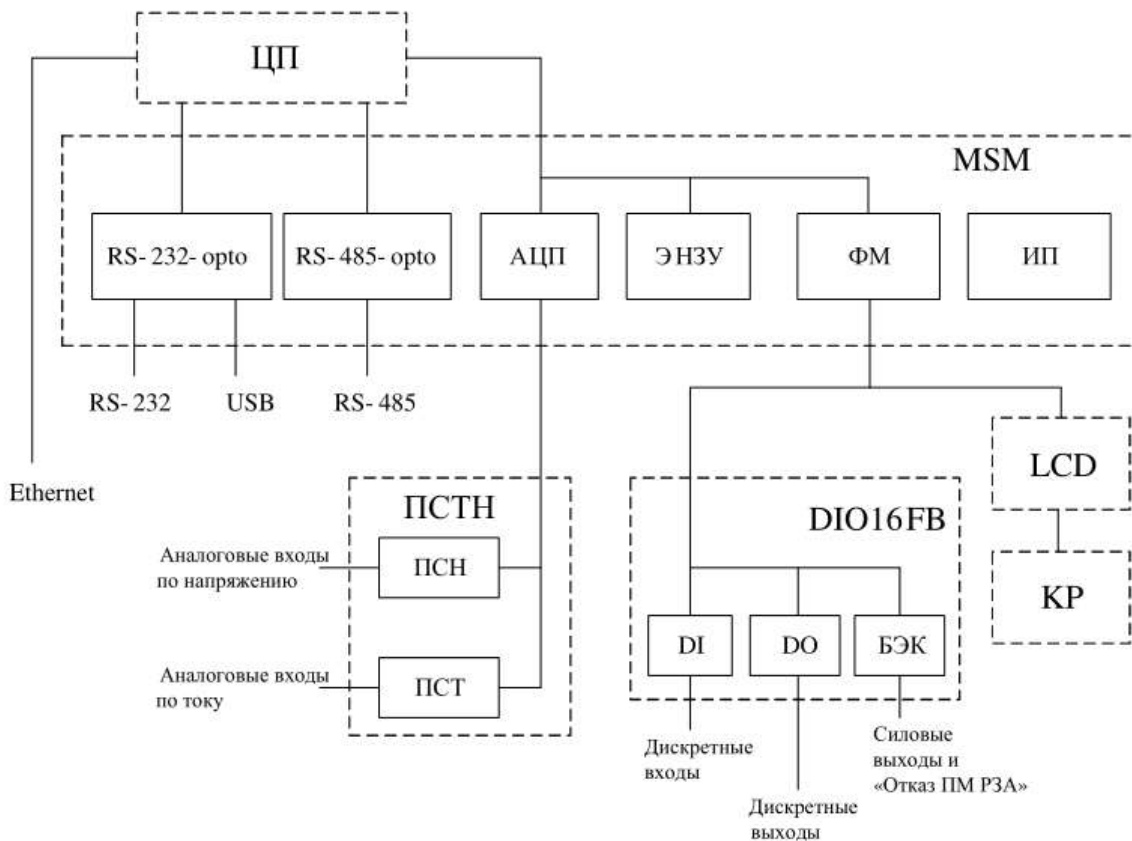


Рисунок 6.13 – Структурна схема приладового модуля релейного захисту та автоматики синхронного генератора

На рис. 6.13 прийняті наступні позначення: ЦП – центральний процесор, LCD – матричний рідкокристалічний індикатор, КР – клавіатура, АЦП – аналого-цифровий перетворювач, ПСН – перетворювач сигналів напруги, ПСТ – перетворювач сигналів струму, ЭНЗУ – енергонезалежний запам'ятовуючий пристрій, ФМ – формувач магістралі, БЭК – блок гальванічно розв'язаних силових електронних комутаторів та реле, DO – блок гальванічно розв'язаних силових електронних комутаторів дискретних вихідних сигналів, DI – блок гальванічно розв'язаних дискретних вхідних сигналів, RS-232-opto – елемент оптичної розв'язки каналів RS-232 та USB, RS-485-opto – елемент оптичної розв'язки каналу RS-485. До принципу дії приладового модуля релейного захисту та автоматики закладені функції основних захистів синхронного генератора, функції протиаварійної автоматики та діагностики й управління вимикачем.

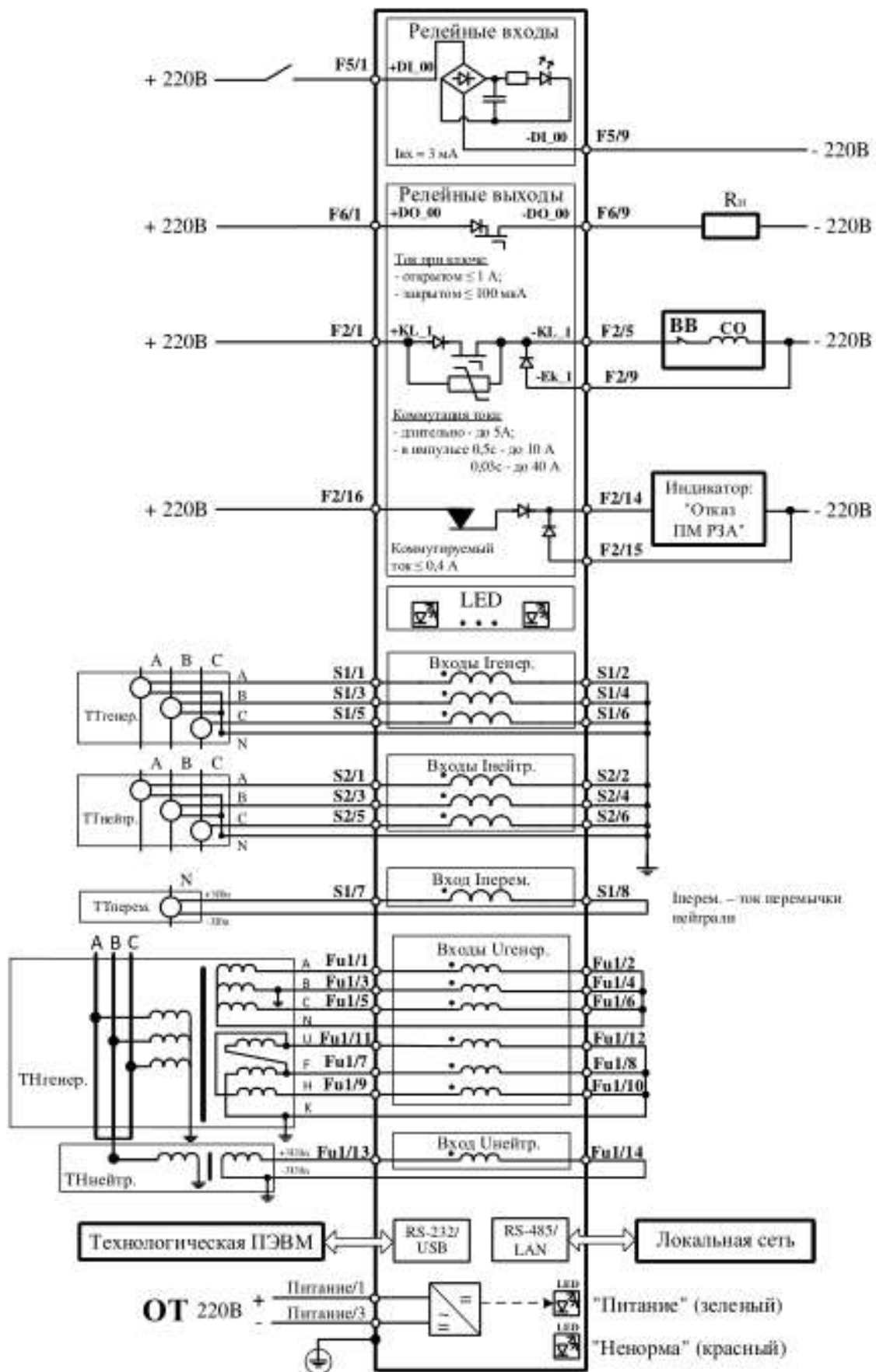
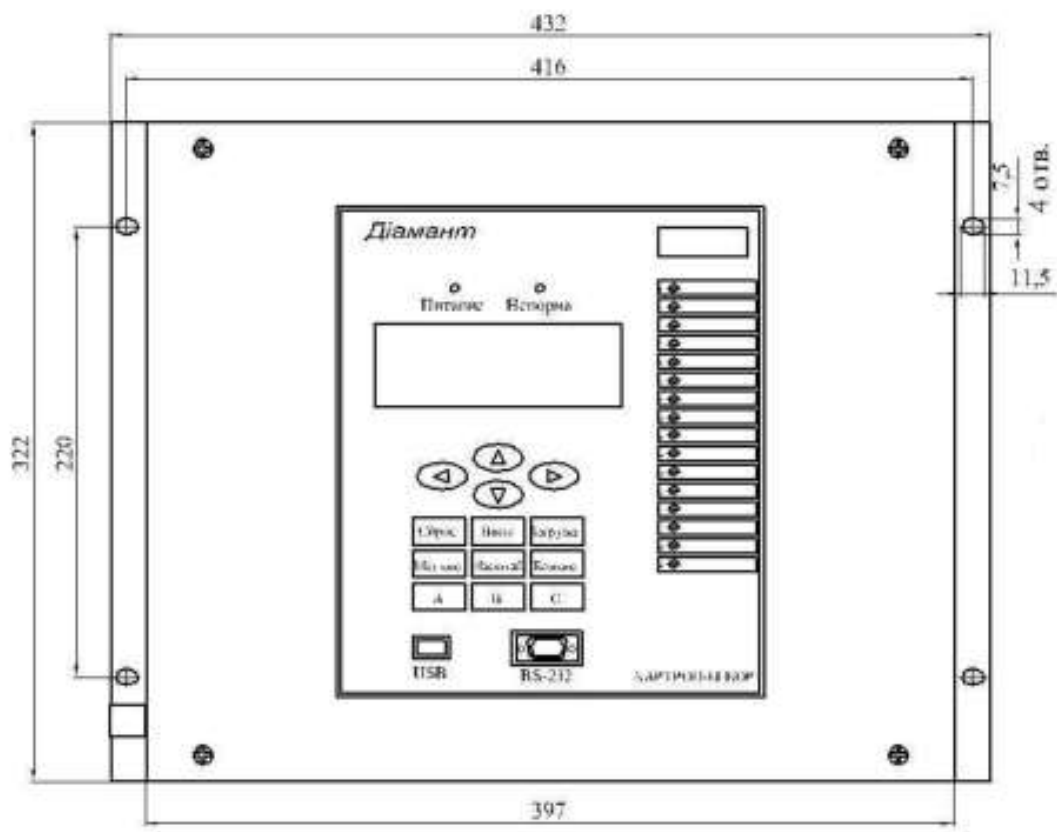


Рисунок 6.14 – Схема зовнішніх підключень приладового модуля релейного захисту та автоматики синхронного генератора



A

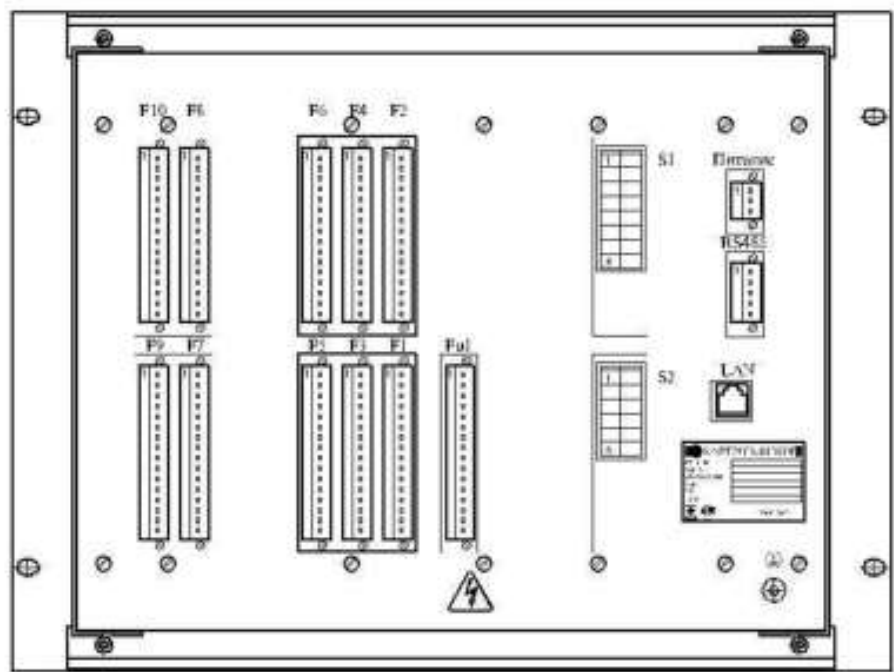


Рисунок 6.15 – Габаритно-інсталяційне креслення приладового модуля релейного захисту та автоматики синхронного генератора

1.2 Основные технические данные и характеристики

Основные технические данные и характеристики ПМ РЗА соответствуют требованиям таблиц 1.2.1 - 1.2.8.

Таблица 1.2.1 - Технические данные

Наименование	Номинальное значение	Рабочий диапазон	Примечание
Контролируемый переменный фазный ток I_n , А	5	$30 \cdot I_n$	7 входов
Потребляемая мощность по токовому входу, ВА, не более	0,05		При $I = I_n$
Контролируемое фазное переменное напряжение U_n , В	58	$4 \cdot U_n$	7 входов
Потребляемая мощность по входу напряжения, ВА, не более	0,5		При $U = U_n$
Частота переменного тока / напряжения F_n , Гц	50	$(0,9 - 1,1) \cdot F_n$	
Напряжение питания переменного, постоянного или выпрямленного оперативного тока U_p , В	220	$(0,8 - 1,1) \cdot U_p$	
Потребляемая мощность, Вт, не более	20		
Пульсация в цепи питания, В, не более	$0,02 \cdot U_p$	$0,12 \cdot U_p$	
Провалы до нуля напряжения в цепи питания, мс, не более	100		Норма функционирования
Размеры, мм - высота - ширина - глубина	322 432 253		Рисунок 1.5.1
Масса, кг, не более	16		

Таблица 1.2.2 - Испытания на электромагнитную совместимость

Испытание	Нормативный стандарт	Уровень воздействия
Микросекундной помехой	ГОСТ 29254	Степень жесткости 4
Наносекундной помехой	ГОСТ 29156	Степень жесткости 4
Помехами электромагнитного поля	ГОСТ 29280, ДСТУ 2626	Степень жесткости 4
Электростатическим разрядом	ГОСТ 29191	Степень жесткости 3

Таблица 1.2.3 - Испытания термической прочности токовых входов

Номинальный ток I_n , А	Значение тока	Длительность воздействия
5	$100 \cdot I_n$	1 сек.
5	$50 \cdot I_n$	2 сек.
5	$10 \cdot I_n$	10 сек.
5	$2 \cdot I_n$	непрерывно

Рисунок 6.16 – Технічні характеристики приладового модуля релейного захисту та автоматики синхронного генератора

Таблица 1.2.4 - Испытания термической прочности входов напряжения

Номинальное напряжение U_n , В	Значение напряжения	Длительность воздействия
100	$2,5 \cdot U_n$	непрерывно

Таблица 1.2.5 - Параметры дискретных входов/выходов

Наименование параметра	Значение	Диапазон
Количество оптоизолированных дискретных входов, шт.	32	0 - 242
Напряжение дискретных входов, В	= 220	
Напряжение надежного срабатывания, В		
Напряжение надежного несрабатывания, В		
Количество выходных твердотельных реле, шт.	26	24 - 242
Напряжение дискретных выходов, В	= 220	
Коммутируемый ток, А		
- длительно	1	
- кратковременно до 0,25 с	10	
Количество твердотельных реле силовых выходов, шт.	8	24 - 242
Напряжение дискретных силовых выходов, В	= 220	
Коммутируемый ток, А		
- длительно	до 5	
- кратковременно до 0,5 с	до 10	
- кратковременно до 0,03 с	до 40	
Коммутационная способность при активно-индуктивной нагрузке с постоянной времени $L/R = 40$ мс, А, не более		
- на замыкание	5	
- на размыкание	5	
Выходной дискретный сигнал "Отказ ПИМ РЗА":		
- тип контакта	нормально замкнутый	
- коммутируемое напряжение постоянного тока, В, не более	242	
- коммутируемый ток, А, не более	0,4	

Таблица 1.2.6 – Характеристики функции "Контроль параметров входных аналоговых сигналов"

Наименование параметра	Диапазон	Погрешность, %, не более
Фазное напряжение, U_n	$(0,5 - 1,2) \cdot U_n$	2
Фазный ток, I_n	$(0,1 - 0,5) \cdot I_n$	3
	$(0,6 - 1,2) \cdot I_n$	2
Частота, F_n	$(0,9 - 1,1) \cdot F_n$	0,1
Однофазная (трехфазная) мощность:		
- активная, $U_n \cdot I_n \cdot \cos \varphi$	$(0,05 - 1,5) \cdot U_n \cdot I_n \cdot \cos \varphi$	4
- реактивная, $U_n \cdot I_n \cdot \sin \varphi$	$(0,05 - 1,5) \cdot U_n \cdot I_n \cdot \sin \varphi$	4
Ток прямой (нулевой) последовательности в номинальном режиме, I_n^+	$(0,1 - 0,5) \cdot I_n^+$	3
	$(0,6 - 1,2) \cdot I_n^+$	2
Напряжение прямой (нулевой) последовательности в номинальном режиме, U_n^+	$(0,5 - 1,2) \cdot U_n^+$	2
Примечание - базовый интервал контроля указанных параметров – 1 с		

Рисунок 6.17 – Технічні характеристики приладового модуля релейного захисту та автоматики синхронного генератора

Програмна та апаратна реалізація функціональних складових обумовлюють певні параметри та характеристики пристрою. Згідно із зазначеними функціями та побудовою приладового модуля, контрольованими параметрами виступають струм та напруга зі сьома входами на кожний параметр ($I_{\text{ном}} = 5 \text{ А}$, $U_{\text{ном}} = 58 \text{ В}$), до експлуатаційних параметрів відносяться уставки та настройки функцій захисту, автоматики та управління. Параметрами дискретних виходів виступають 26 виходів з постійною напругою 220 В та тривало комутованим струмом до 1 А, 8 виходів з постійною напругою 220 В та тривало комутованим струмом до 5 А. Параметрами дискретних входів є 32 входи з постійною напругою 220 В. Вище названі параметри є параметрами, що потребують перевірки, з урахуванням цього каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо перевірки приладового модуля релейного захисту та автоматики синхронного генератора має вигляд (рис. 6.18)

Таким чином, при розробленні завдання на технічну перевірку будь-якої системи релейного захисту елементу енергосистеми потребується встановлення каузального ланцюга знань, узагальнений вид якого наведений на рис. 6.19.

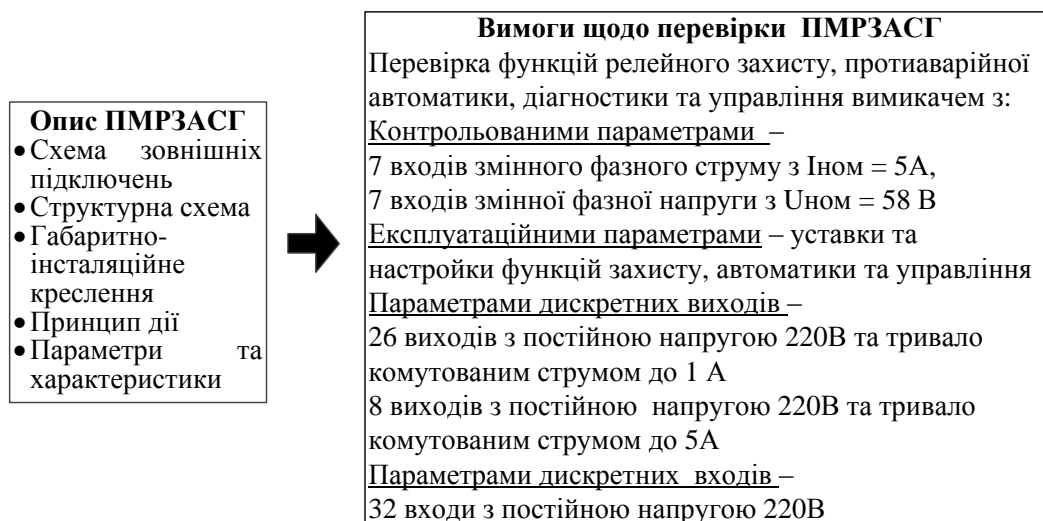


Рисунок 6.18 – Каузальний ланцюг знань між описом та вимогами щодо перевірки приладового модуля релейного захисту та автоматики синхронного генератора

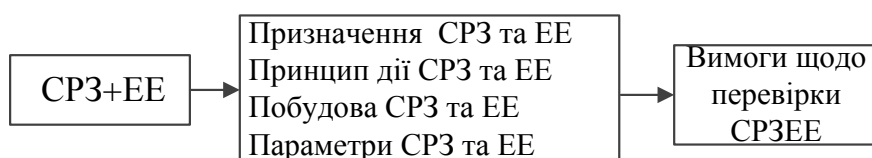


Рисунок 6.19 – Каузальний ланцюг знань при розробленні завдання на технічну перевірку системи релейного захисту елементу енергосистеми

2) Перевірка технічного стану всієї системи релейного захисту елементу енергосистеми.

Здійснимо перевірку функцій релейного захисту приладового модуля релейного захисту та автоматики синхронного генератора. Згідно із загальних вимог щодо перевірки приладового модуля до функцій релейного захисту, які треба перевірити, відносяться: повздовжній диференціальний захист, поперечний диференціальний захист, максимальний струмовий захист, захист від симетричних перенавантажень, струмовий захист від зворотної послідовності, захист від підвищення напруги, захист від втрати збудження та асинхронного режиму, захист від зворотної потужності, захист від коротких замикань в роторі, захист мінімальної частоти.

Апаратна реалізація зазначених функцій релейного захисту згідно із загальної побудови приладового модуля релейного захисту та автоматики синхронного генератора забезпечується вимірювальним перетворювачем струму та напруги (ВПСН), аналогово-цифровим перетворювачем (АЦП), обчислювальною частиною (ОЧ), цифровим індикатором (ЦІ), клавіатурою (К), комплектом вихідних реле (КВР), контактними колодками - роз'ємами ($S_1, S_2, F_1, F_2, F_3, F_4, F_5, F_6, F_7, F_8, F_9, F_{10}$).

Отже, на даному етапі каузальний ланцюг знань з визначення принципу дії та побудови функцій релейного захисту приладового модуля релейного захисту та автоматики синхронного генератора має вигляд, що наведений на рис. 6.20.

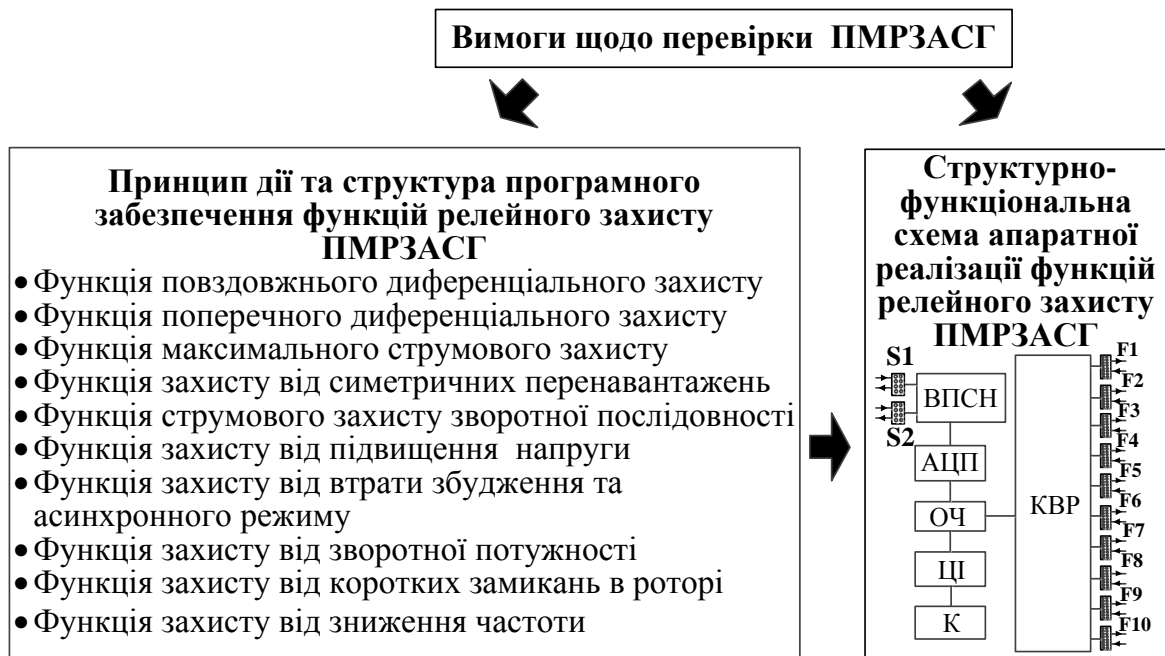


Рисунок 6.20 – Каузальний ланцюг знань з визначення принципу дії та побудови функцій релейного захисту приладового модуля релейного захисту та автоматики синхронного генератора

Аналогічним чином можна визначити принцип дії та побудову функцій автоматики, діагностики і управління вимикачем приладового модуля релейного захисту та автоматики синхронного генератора.

Отже, на підставі наступного узагальненого каузального ланцюга знань визначається принцип дії та побудова всієї системи релейного захисту елементу енергосистеми (рис. 6.21)

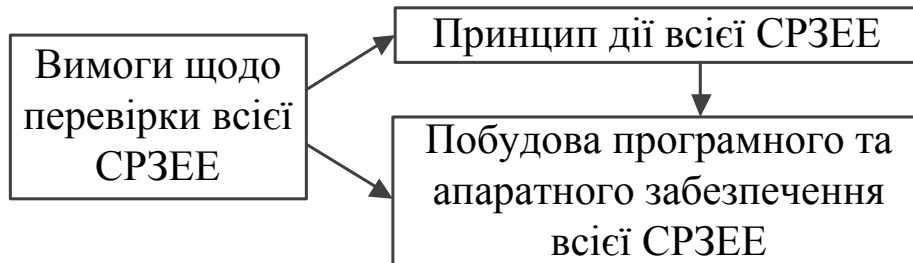


Рисунок 6.21 – Узагальнений каузальний ланцюг знань при перевірці технічного стану всієї системи релейного захисту елементу енергосистеми

Розроблення завдання на технічну перевірку, перевірка технічного стану та встановлення показників функціонування складових системи релейного захисту елементу енергосистеми.

В навчальних цілях здійснимо перевірку функції поперечного диференціального захисту приладового модуля релейного захисту та автоматики синхронного генератора, перелік вихідних сигналів та опис якого візьмемо з керівництва до експлуатації (рис. 6.22 – 6.24).

1.3.2 Поперечная дифференциальная защита

Защита предназначена для выявления витковых замыканий в генераторе и работает по току в перемычке между нейтралями параллельных ветвей обмотки статора.

Предусмотрена возможность работы защиты "на отключение" или "на сигнал" с выдержкой времени, задаваемой уставкой.

Характеристики поперечной дифференциальной защиты соответствуют указанным в таблице 1.3.2.

Таблица 1.3.2 - Характеристики поперечной дифференциальной защиты

Наименование параметра	Значение
Диапазон уставок по току срабатывания, А	0,01 – 150
Дискретность уставок по току срабатывания, А	0,01
Диапазон уставок по времени выдержки, с	0 – 10
Дискретность уставок по времени выдержки, с	0,01
Минимальное время срабатывания защиты, с	0,01 - 0,03

Функциональная схема поперечной дифференциальной защиты приведена на рисунке 1.3.7. Уставки поперечной дифференциальной защиты указаны в таблице Б.3 приложения Б.

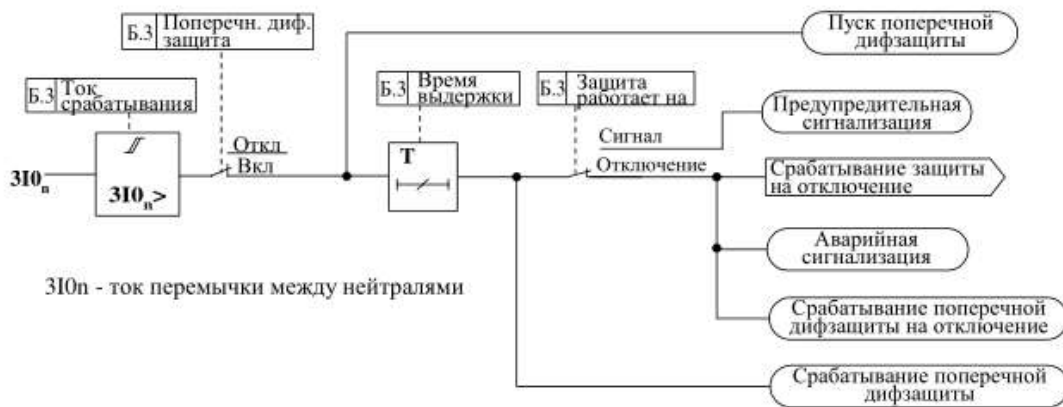


Рисунок 1.3.7 – Функциональная схема поперечной дифференциальной защиты

Рисунок 6.22 – Опис функції поперечного диференціального захисту приладового модуля релейного захисту та автоматики синхронного генератора

Продолжение таблицы Б.3

Наименование параметра	Размерность	Диапазон изменения	Шаг изменения	Примечание
Поперечная дифференциальная защита				
ПОПЕРЕЧН. ДИФ. ЗАЩИТА	-	"ВКЛ" "ОТКЛ"	-	Ввод/вывод поперечной дифференциальной защиты
ЗАЩИТА РАБОТАЕТ НА	-	"ОТКЛЮЧЕНИЕ" "СИГНАЛ"	-	Выбор действия защиты на отключение/сигнал
ТОК СРАБАТЫВАНИЯ	А	0,01 – 150	0,01	Порог срабатывания по току перемычки между нейтралями
ВРЕМЯ ВЫДЕРЖКИ	СЕК	0 – 10	0,01	Время выдержки срабатывания

Рисунок 6.23 – Уставки поперечного дифференциального захисту

Таблица Е.2 - Перечень программно поддерживаемых логических выходных сигналов

Название сигнала	Номер логического сигнала ЛОГ_ВЫХОД	Примечание
ПУСК ПОПЕРЕЧНОЙ ДИФЗАЩИТЫ	5	
СРАБАТЫВАНИЕ ПОПЕРЕЧНОЙ ДИФЗАЩИТЫ	34	
СРАБАТЫВАНИЕ ПОПЕРЕЧНОЙ ДИФЗАЩИТЫ НА ОТКЛЮЧЕНИЕ	67	
АВАРИЙНАЯ СИГНАЛИЗАЦИЯ	101	
ПРЕДУПРЕДИТЕЛЬНАЯ СИГНАЛИЗАЦИЯ	102	

Рисунок 6.24 – Перелік вихідних сигналів щодо функції поперечного дифференциального захисту приладового модуля релейного захисту та автоматики синхронного генератора

Згідно із загальних вимог щодо поперечного дифференциального захисту контрольованим параметром виступає струм в перемичці між нейтралями паралельних гілок синхронного генератора. А, отже, принципом дії зазначеної функції буде виступати формування команди на сигнал або на відключення при умові перевищення струму в перемичці (I_N) над струмом небалансу ($I_{НБ}$). На підставі закладеного принципу дії програмну реалізацію функції поперечного дифференциального захисту умовно можна представити трьома функціями, а саме функцією визначення струму, функцією запуску захисту, функцією видачі вихідних сигналів захисту.

Відповідно до схеми зовнішніх підключень приладового модуля релейного захисту та автоматики синхронного генератора до роз'ємів S1/7-S1/8 вимірювального перетворювача струму та напруги повинна підключатися вторинна обмотка трансформатора струму, що встановлений в перемичці нейтралі синхронного генератора. Отже, для перевірки характеристик спрацьовування поперечного дифференциального захисту необхідно до вказаних роз'ємів підключити джерело змінного струму, діюче значення якого не повинно перевищувати 5А.

Вихідними ланцюгами приладового модуля є дискретні слабкострумові та силові сигнали, а, отже для їх виміру потрібно до відповідних роз'ємів під'єднати контрольно-перевірочну апаратуру. Визначимо роз'єми, на виводах яких повинен з'являтися сигнал при введенні в роботу поперечного диференціального захисту, згідно заводських налаштувань вихідних впливів приладового модуля релейного захисту та автоматики синхронного генератора (рис. 6.25 – 6.27).

Згідно до заводських налаштувань для реалізації роботи поперечного диференціального захисту приладового модуля задіяні наступні роз'єми:

F10/3-F10/11 – сигнал аварійної сигналізації;

F10/4-F10/2 – сигнал попереджувальної сигналізації;

F10/2-F10/10, F4/2-F4/10 – сигнал спрацьовування поперечного диференціального захисту;

F6/1-F6/9, F6/3-F6/11, F6/4-F6/12, F6/5-F6/13, F6/6-F6/14, F6/8-F6/16 – сигнал спрацьовування поперечного диференціального захисту на відключення,

F6/5-F6/13 – сигнал запуску поперечного диференціального захисту.

У свою чергу дискретний силовий сигнал на відключення генераторного вимикача згідно з даних призначення контактів роз'єму F8 (рис. 6.28) з'явиться на контактах 2, 6, 10.

Таблица В.13 – Заводская настройка входов/выходов/индикаторов ПМ РЗА "Диамант"

Начальная настройка	Цепь	Назначение цепи
Логика формирования выходных воздействий		
СТАРТ_ТАЙМЕР 1 = ЛОГ_ВЫХОД 63 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 64 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 65 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 66 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 67 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 68 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 69 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 70 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 74 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 75 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 76 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 77 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 78 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 79 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 80 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 81 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 90 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 92 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 93 ВЫХОД 1 = ТАЙМЕР 1 <u>ТАЙМЕР 1:</u> Время переднего фронта – 0 мс; Время заднего фронта – 200 мс; Продление выходного сигнала – откл.	F6/1 – F6/9	Отключение блочного трансформатора 1Т (в схему защит ТБ)
СТАРТ_ТАЙМЕР 3 = ЛОГ_ВЫХОД 63 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 64 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 65 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 66 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 67 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 68 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 69 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 70 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 74 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 75 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 76 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 77 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 78 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 79 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 80 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 81 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 90 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 92 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 93 ВЫХОД 3 = ТАЙМЕР 3 <u>ТАЙМЕР 3:</u> Время переднего фронта – 0 мс; Время заднего фронта – 200 мс; Продление выходного сигнала – откл.	F6/3 – F6/11	Отключение ТСН 21Т (В схему защит ТСН)
СТАРТ_ТАЙМЕР 4 = ЛОГ_ВЫХОД 63 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 64 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 65 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 66 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 67 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 68 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 69 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 70 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 74 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 75 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 76 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 77 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 78 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 79 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 80 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 81 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 90 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 91 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 92 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 94 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 95 ВЫХОД 4 = ТАЙМЕР 4 <u>ТАЙМЕР 4:</u> Время переднего фронта – 0 мс; Время заднего фронта – 200 мс; Продление выходного сигнала – откл.	F6/4 – F6/12	Гашение поля генератора (147-12-ЭТ)

Рисунок 6.25 – Фрагмент вихідних даних щодо заводських налаштувань вихідних впливів приладового модуля релейного захисту синхронного генератора

Продолжение таблицы В.13

Начальная настройка	Цепь	Назначение цепи
Логика формирования выходных воздействий		
СТАРТ_ТАЙМЕР 5 = ЛОГ_ВЫХОД 63 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 64 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 65 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 66 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 67 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 68 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 69 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД ИЛИ 70 ЛОГ_ВЫХОД 74 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 75 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 76 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 77 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 78 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 79 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 80 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 81 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 90 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 91 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 92 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 94 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 95 ВЫХОД 5 = ТАЙМЕР 5 <u>ТАЙМЕР 5:</u> Время переднего фронта – 0 мс; Время заднего фронта – 200 мс; Продление выходного сигнала – откл.	F6/5 – F6/13	Отключение АГП (147-12-ЭТ)
СТАРТ_ТАЙМЕР 6 = ЛОГ_ВЫХОД 63 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 64 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 65 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 66 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 67 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 68 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 69 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД ИЛИ 70 ЛОГ_ВЫХОД 74 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 75 ИЛИ ((ЛОГ_ВЫХОД 76 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 77) И ВХОД 10) ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 78 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 79 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 80 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 81 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 90 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 91 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 92 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 94 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 95 ВЫХОД 6 = ТАЙМЕР 6 <u>ТАЙМЕР 6:</u> Время переднего фронта – 0 мс; Время заднего фронта – 200 мс; Продление выходного сигнала – откл.	F6/6 – F6/14	В схему релейной форсировки турбины (ЭГП) на разгрузку до 0%
СТАРТ_ТАЙМЕР 8 = ЛОГ_ВЫХОД 63 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 64 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 65 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 66 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 67 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 68 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 69 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД ИЛИ 70 ЛОГ_ВЫХОД 74 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 75 ИЛИ ((ЛОГ_ВЫХОД 76 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 77) И ВХОД 10) ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 78 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 79 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 80 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 81 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 90 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 91 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 93 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 94 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 95 ВЫХОД 8 = ТАЙМЕР 8 <u>ТАЙМЕР 8:</u> Время переднего фронта – 0 мс; Время заднего фронта – 200 мс; Продление выходного сигнала – откл.	F6/8 – F6/16	Останов блока (в схему технологических защит) (5X-411-11Т)

Рисунок 6.26 – Фрагмент вихідних даних щодо заводських налаштувань вихідних впливів приладового модуля релейного захисту синхронного генератора

Продолжение таблицы В.13

Начальная настройка	Цепь	Назначение цепи
Логика формирования выходных воздействий		
СТАРТ_ТАЙМЕР 18 = ЛОГ_ВЫХОД 30 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 31 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 32 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 33 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 34 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 35 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 36 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 37 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 41 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 42 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 43 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 44 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 45 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 46 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 47 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 48 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 55 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 56 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 57 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 58 ВЫХОД 18 = ТАЙМЕР 18 <u>ТАЙМЕР 18:</u> Время переднего фронта – 0 мс; Время заднего фронта – 200 мс; Продление выходного сигнала – откл.	F10/2 – F10/10	Сигнал на БЩУ «Работа защит А1» (В схему сигнализации блока ИГТ (ЭЛ-200-02))
СТАРТ_ТАЙМЕР 19 = ЛОГ_ВЫХОД 101 ВЫХОД 19 = ТАЙМЕР 19 <u>ТАЙМЕР 19:</u> Время переднего фронта – 0 мс; Время заднего фронта – 200 мс; Продление выходного сигнала – откл.	F10/3 – F10/11	Аварийная сигнализация
СТАРТ_ТАЙМЕР 20 = ЛОГ_ВЫХОД 102 ВЫХОД 20 = ТАЙМЕР 20 <u>ТАЙМЕР 20:</u> Время переднего фронта – 0 мс; Время заднего фронта – 200 мс; Продление выходного сигнала – откл.	F10/4 – F10/12	Предупредительная сигнализация
СТАРТ_ТАЙМЕР 10 = ЛОГ_ВЫХОД 30 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 31 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 32 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 33 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 34 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 35 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 36 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 37 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 41 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 42 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 43 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 44 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 45 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 46 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 47 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 48 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 55 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 56 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 57 ИЛИ ЛОГ_ВЫХОД 58 ВЫХОД 10 = ТАЙМЕР 10 <u>ТАЙМЕР 10:</u> Время переднего фронта – 0 мс; Время заднего фронта – 200 мс; Продление выходного сигнала – откл.	F4/2 – F4/10	В схему ИДК «Регина» «Работа защит А1»

Рисунок 6.27 – Фрагмент вихідних даних щодо заводських налаштувань вихідних впливів приладового модуля релейного захисту синхронного генератора

Таблица В.8 - Назначение контактов разъема "F8" (силовые выходы)

Контакт	Цепь	Назначение цепи
1	+ KL_5	ВЫХОД 33
5	- KL_5	
9	- Ek_5	
2	+ KL_6	ВЫХОД 34
6	- KL_6	
10	- Ek_6	
3	+ KL_7	ВЫХОД 35
7	- KL_7	
11	- Ek_7	
4	+ KL_8	ВЫХОД 36
8	- KL_8	
12	- Ek_8	

Рисунок 6.28 – Дані щодо призначення контактів роз'єму F8 приладового модуля релейного захисту синхронного генератора

З урахування сказаного каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо перевірки, принципу дії, побудови та параметрів функції поперечного диференціального захисту приладового модуля релейного захисту та автоматики синхронного генератора має вигляд, що представлений на рис. 6.29.

У разі справності пристрою при певних значеннях контролюваного параметра та параметрів настроювання (експлуатаційні параметри) значення сигналу в кожному ланцюзі повинно дорівнювати 220 В постійного струму. Якщо поперечний диференціальний захист буде введено до роботи, то у разі запуску захисту повинен з'явитися сигнал на роз'ємах F6/5-F6/13, далі на роз'ємах F4/2-F4/10, F10/2-F10/10, що відповідає спрацьовуванню захисту. В залежності від того захист працює на сигнал або на відключення повинен з'явитися сигнал на роз'ємах F10/4-F10/2 або на роз'ємах F10/3-F10/11, F6/1-F6/9, F6/3-F6/11, F6/4-F6/12, F6/5-F6/13, F6/6-F6/14, F6/8-F6/16 відповідно.

Прийmemo, що при діючому значенні контролюваного струму 1 А захист повинен спрацьовувати, а, отже, повинен з'являтися вихідний дискретний сигнал на роз'ємах F10/2-F10/10. Припустимо, що сигнал буде відсутній або не буде відповідати нормі, що потребує визначення причин не коректної роботи.

Вимоги щодо перевірки, принцип дії та побудова функцій релейного захисту ПМРЗАСГ

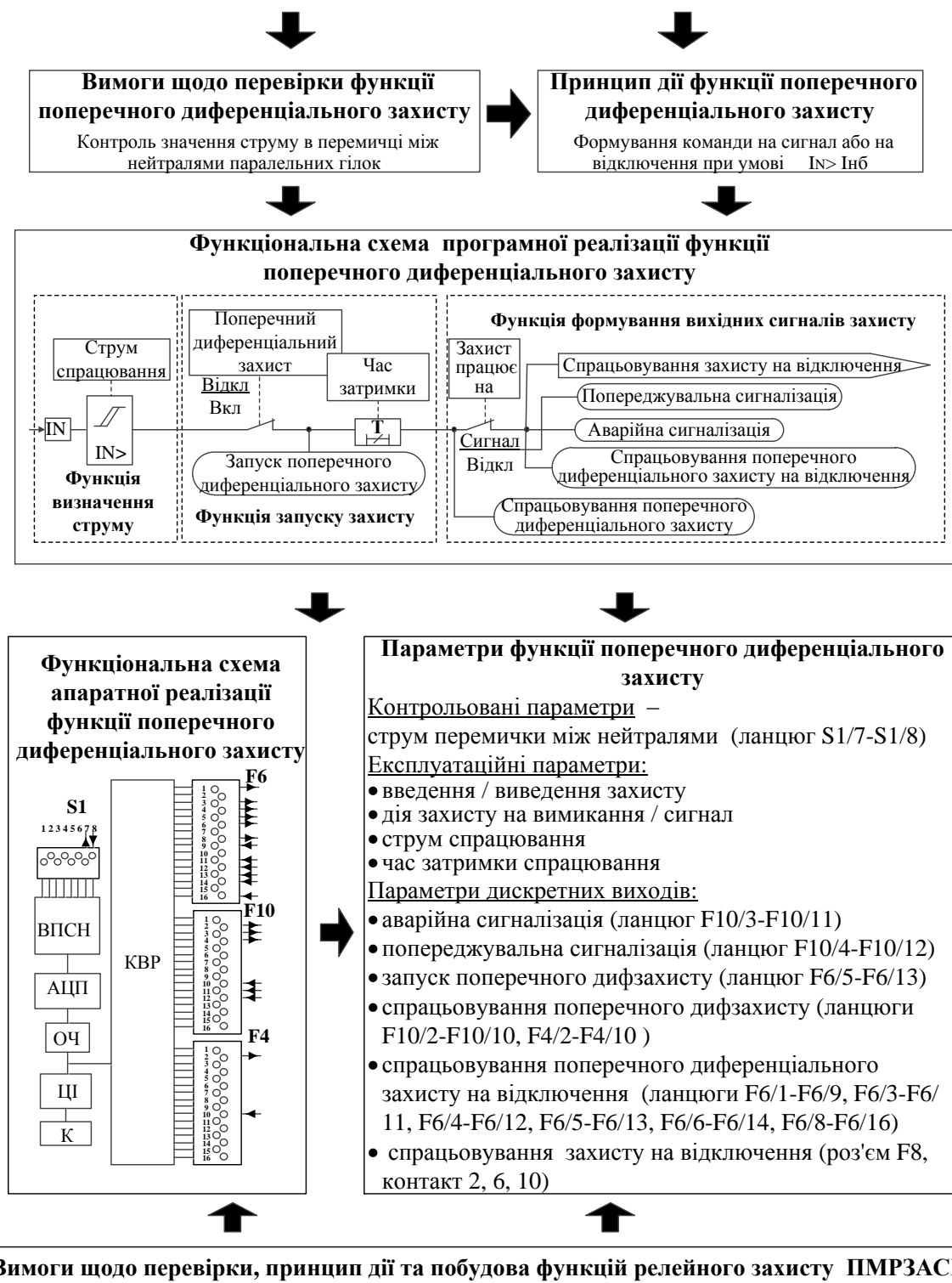


Рисунок 6.29 – Каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо перевірки, принципу дії, побудови та параметрів функції поперечного диференціального захисту

Так, відповідно до схеми програмної та апаратної реалізації функції поперечного диференціального захисту перевірки потребують функції визначення струму, запуску захисту та формування вихідних сигналів захисту,

що реалізуються за допомогою роз'ємів S1/7 - S1/8, вимірювального перетворювача струму та напруги, аналогово-цифрового перетворювача, обчислювальної частини, роз'ємів F10/2-F10/10 комплектів вихідних реле.

Функція визначення струму складається з функції обчислення, яка реалізується вимірювальним перетворювачем струму, аналого-цифровим перетворювачем, цифровим обчислювачем та функції порівняння, що реалізується цифровим обчислювачем.

Функція запуску захисту складається з функції введення захисту в роботу, функції затримки в роботі захисту, функції формування вихідного логічного сигналу щодо запуску захисту. У свою чергу функція введення захисту в роботу реалізується за допомогою цифрового індикатора, клавіатури та цифрового обчислювача; функція затримки в роботі захисту реалізується за допомогою цифрового індикатора, клавіатури та цифрового обчислювача; функція формування вихідного логічного сигналу щодо запуску захисту реалізується вихідним реле та цифровим обчислювачем.

Функція формування вихідних сигналів захисту складається з функцій формування вихідних логічних сигналів щодо попереджувальної та аварійної сигналізації, функції формування вихідного логічного сигналу щодо спрацьовування захисту на відключення, функції формування вихідного логічного сигналу спрацьовування поперечного диференціального захисту, функції формування силового сигналу щодо спрацьовування поперечного диференціального захисту на відключення. Названі функції реалізуються за допомогою електронних реле вихідних дискретних сигналів, цифрового індикатора, цифрового обчислювача.

Отже, для виявлення причин некоректної роботи функції поперечного диференціального захисту, спочатку слід перевірити функцію визначення струму, далі функцію запуску захисту, після чого функцію формування вихідних сигналів захисту.

Перш за все при визначенні несправностей перевіряють наявність живлення, що передбачає вимір рівня постійної напруги на вході елемента, наприклад, за допомогою вольтметра. Далі, якщо живлення забезпечене для всіх елементів схеми, перевіряють цілісність зв'язків між елементами, наприклад, за допомогою омметра. Наступним кроком є перевірка по черзі параметрів (характеристик) послідовно з'єднаних елементів, що реалізують відповідні функції. Все це потребує наявності опису та технічних даних для кожного елемента. Здійснимо перевірку елементів ланцюгу ВПСН → АЦП → ОЧ → КВР, що забезпечують реалізацію функції поперечного диференціального захисту.

Прийmemo, що складові модуля ВПСН, а саме вимірювальний перетворювач струму та вимірювальний перетворювач напруги, можна перевірити окремо. Задля перевірки вимірювального перетворювача струму до вхідних сьомого та восьмого каналу повинен бути поданий змінний струм певного значення, а вихідним сигналом повинен слугувати сигнал постійної напруги, що відповідає певному значенню вхідного струму. Для

одноканального аналого-цифрового перетворювача перевірка зводиться до подачі на вхід сигналу постійної напруги певного рівня та у разі справності отримання на виході цифрового коду, що відповідає рівню вхідної напруги. Для комплексу вихідних реле приймемо, що його складові можна перевірити окремо, а саме реле дискретних виходів (РДВ), реле дискретних входів (РДВх). Припустимо, що принцип функціонування реле дискретних виходів побудований таким чином, що поява напруги на певному виході буде визначатися певним цифровим кодом на його вході. Так, при подачі на вхід блоку РДВ цифрового коду 5 каналу, у разі справності елемента, на вихідних роз'ємах F10/2-F10/10 повинні отримати напругу 220В. Аналогічним чином можна перевірити будь-який канал блоку РДВ та РДВх. У разі, якщо вихідна напруга будь-якого елемента не відповідає нормі, елемент повинен бути замінений на інший.

У зв'язку з тим, що обчислювальна частина являє собою інтелектуальний елемент, перевірка, що характерна для інших елементів пристрою не є прийнятною для неї. Несправність в обчислювальній частині найпростіше може бути виявлена тільки шляхом виключення. У випадку, якщо перевірка показала апаратну справність усіх елементів (окрім обчислювальної частини), причинами некоректної роботи може бути апаратний або програмний збій центрального процесора або апаратний збій системної шини.

Після виявлення причин некоректної роботи інженер повинен або замінити несправний модуль у разі наявності запасних частин або демонтувати та відправити фірмі-виробнику з указівкою несправних елементів (каналів). Після заміни несправного модуля необхідно знову провести перевірку необхідних функцій та приладового модуля в цілому.

В якості прикладу побудуємо каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо перевірки, принципу дії, побудови та параметрів аналого-цифрового перетворювача, що реалізований на мікросхемі K572ПВ3 (рис. 6.30).

Аналогічним чином можуть бути визначені вимоги щодо перевірки, принцип дії, побудова та параметри будь-якої функції захисту, а також функцій автоматизації, діагностики та управління вимикачем, що загалом будуть визначати параметри всього приладового модуля релейного захисту та автоматизації синхронного генератора.

Отже, підставою для розроблення завдання на технічну перевірку, перевірки технічного стану та встановлення показників функціонування складових системи релейного захисту елемента енергосистеми будуть слугувати узагальнені каузальні ланцюги знань, які представлено на рис. 6.31, 6.32.

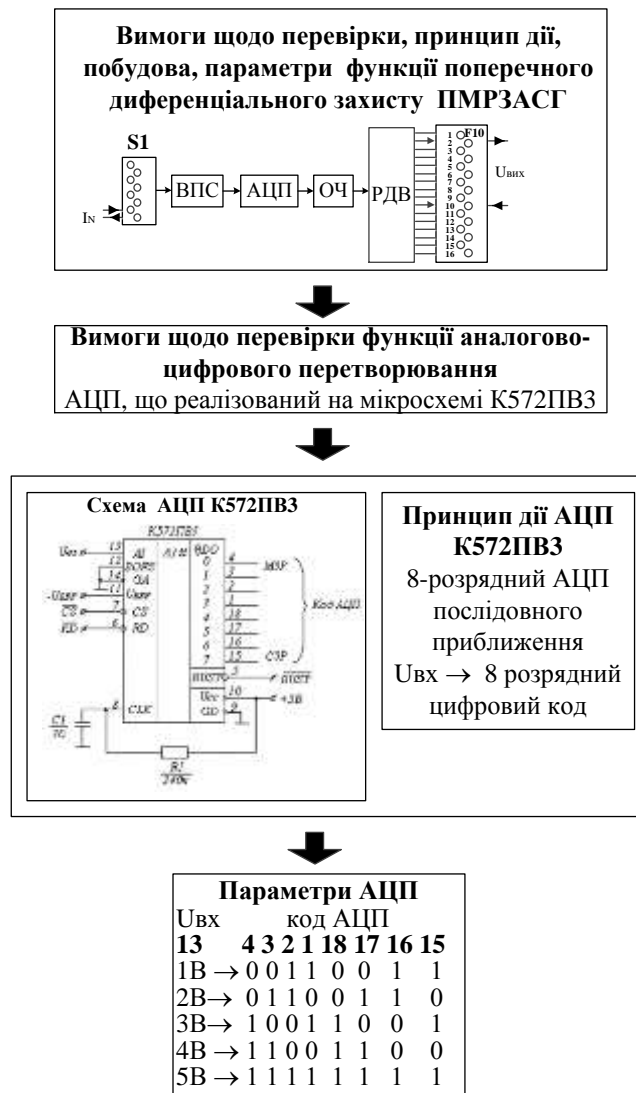


Рисунок 6.30 – Каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо перевірки, принципу дії, побудови та параметрів аналого-цифрового перетворювача

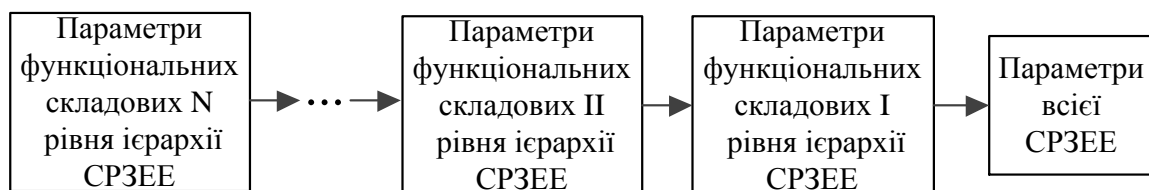


Рисунок 6.31 – Узагальнений каузальний ланцюг знань при встановленні показників функціонування всієї системи релейного захисту елементу енергосистеми

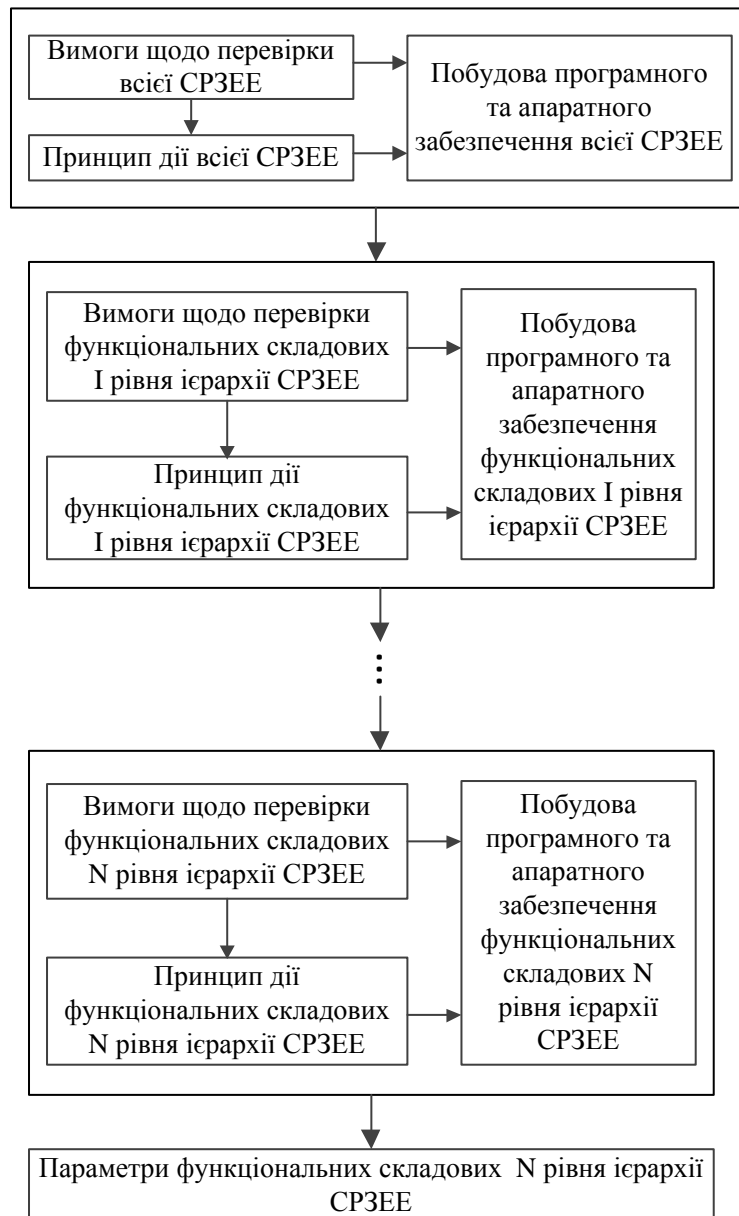


Рисунок 6.32 – Узагальнений каузальний ланцюг знань при розробленні завдання на технічну перевірку, перевірці технічного стану та встановленні показників функціонування складових I-N рівнів ієрархії системи релейного захисту елемента енергосистеми

6.3 Науково-дослідні задачі з релейного захисту електроенергетичних систем

Науково-дослідна діяльність інженерів з релейного захисту енергосистем пов'язана з наступними видами робіт:

- проведення науково-дослідних робіт щодо можливості розроблення, створення та впровадження конкурентоздатних систем релейного захисту елементів енергосистеми;
- проведення науково-дослідних робіт з отримання нових знань щодо систем релейного захисту елементів енергосистеми;

– оформлення та документування результатів науково-дослідних робіт щодо систем релейного захисту елементів енергосистеми.

Проведення науково-дослідних робіт щодо можливості розроблення створення та впровадження конкурентоздатних систем релейного захисту елементів енергосистеми передбачає виконання типових професійних задач, а саме:

– розроблення завдання на проведення пошукових наукових досліджень щодо існуючих систем релейного захисту елементів енергосистеми;

– проведення пошукових наукових досліджень щодо існуючих систем релейного захисту елементів енергосистеми;

– визначення показників функціонування щодо існуючих систем релейного захисту елементів енергосистеми.

Нормативно-орієнтуючими ознаками виконання професійних задач при проведенні науково-дослідних робіт щодо можливості розроблення, створення та впровадження конкурентоздатних систем релейного захисту елементів енергосистеми є вимоги завдання на виконання науково-дослідних робіт, особиста професійна зацікавленість.

Науково-дослідні роботи з отримання нових знань щодо систем релейного захисту елементів енергосистеми включають типові професійні задачі з:

– розроблення завдання на проведення наукових досліджень щодо удосконалення існуючих або створення нових систем релейного захисту елементів енергосистеми;

– проведення наукових досліджень щодо удосконалення існуючих або створення нових систем релейного захисту елементів енергосистеми;

– визначення показників функціонування щодо удосконалених або створених систем релейного захисту елементів енергосистеми.

Нормативно-орієнтуючими ознаками в даному випадку можуть бути особистий професійний досвід, вимоги завдання на проведення науково-дослідних робіт, вимоги новизни.

Оформлення та документування результатів науково-дослідної діяльності щодо систем релейного захисту елементів енергосистеми вимагає виконання наступних типових професійних задач:

– підготовка наукових публікацій та інформаційних оглядів щодо систем релейного захисту елементів енергосистеми;

– складання науково-технічних звітів, заявок на винаходи та промислові зразки щодо систем релейного захисту елементів енергосистеми;

– виступ на наукових нарадах, семінарах, конференціях.

Нормативно-орієнтуючими ознаками при оформленні та документуванні результатів науково-дослідної діяльності щодо систем релейного захисту елементів енергосистеми виступають норми та вимоги щодо подання наукових результатів.

Науково-дослідні задачі інженерів з релейного захисту енергосистем, що насамперед пов'язані з проведенням прикладних науково-дослідних робіт щодо

систем релейного захисту, вимагають від працівника володіння понятійно-аналітичним та продуктивно-синтетичним мисленням, що передбачає встановлення каузальних зв'язків щодо побудови та функціонування систем релейного захисту елементів енергосистеми.

Характер проблеми щодо системи релейного захисту елементу енергосистеми визначається видом діяльності інженера. Для експлуатаційної діяльності характерною проблемою є моральна та фізична застарілість систем релейного захисту, які використовуються, що потребує їх подальшої модернізації. Проектувальна діяльність передбачає розроблення нових конкурентоздатних систем релейного захисту, що призводить до необхідності вирішення проблем, які пов'язані з визначенням принципів дії та побудови, параметрів та характеристик сучасних систем релейного захисту. Наукова діяльність направлена на створення нових або удосконалення існуючих принципів функціонування (побудови) систем релейного захисту, що також потребує вирішення проблем з визначенням принципів дії та побудови, параметрів та характеристик сучасних систем релейного захисту елементів енергосистеми.

Отже, для будь-якого виду діяльності чи то проектування, експлуатація або наукова робота загальною задачею наукових досліджень щодо систем релейного захисту елементів енергосистеми може виступати задача проведення пошукових науково-дослідних робіт щодо вивчення сучасного стану розвитку мікропроцесорного релейного захисту.

Приклад 6.3 Проведення пошукових науково-дослідних робіт з виявлення функціональних можливостей мікропроцесорних систем релейного захисту синхронного генератора, що виготовляються різними виробниками.

Рішення. Як було зазначено раніше проведення прикладних науково-дослідних робіт умовно складається з трьох видів задач, а саме: розроблення завдання на проведення наукових досліджень, безпосередньо проведення наукового дослідження та визначення показників функціонування щодо системи релейного захисту елементу енергосистеми.

Розроблення завдання на проведення наукових досліджень щодо системи релейного захисту елементу енергосистеми.

У теперішній час все більш широке поширення набувають мікропроцесорні захисти електричного обладнання, які приходять на зміну електромеханічним і мікроелектронним реле. Мікропроцесорні захисти не змінюють принципів релейного захисту, але вони розширюють функціональні можливості, скорочують кількість реле, спрощують обслуговування і зрештою знижують його вартість. В даному випадку каузальний ланцюг знань з визначення задач наукового дослідження щодо системи релейного захисту синхронного генератора буде мати вигляд (рис. 6.33)



Рисунок 6.33 – Каузальний ланцюг знань з визначення задач наукового дослідження щодо системи релейного захисту синхронного генератора

При розробленні сучасних мікропроцесорних захисних пристроїв синхронних генераторів з'являється можливість передбачити функції захисту від усіх можливих аварійних та ненормальних режимів синхронного генератора. А, отже, в одному захисному пристрої повинні бути передбачені функції захисту як від аварійних режимів, так і від ненормальних режимів. При цьому каузальний ланцюг знань з визначення вимог наукового дослідження системи релейного захисту синхронного генератора буде мати вигляд (рис. 6.34)



Рисунок 6.34 – Каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо наукового дослідження системи релейного захисту синхронного генератора

Загалом, для розроблення завдання на проведення наукових досліджень щодо будь-яких систем релейного захисту елементів енергосистеми потребується встановлення наступного каузального ланцюга знань (рис. 6.35)

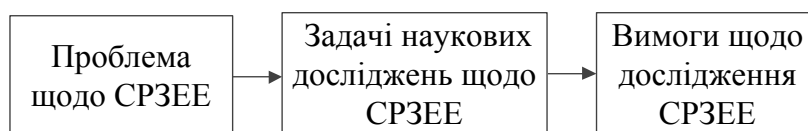


Рисунок 6.35 – Узагальнений каузальний ланцюг знань при розробленні завдання на проведення наукових досліджень щодо системи релейного захисту елементу енергосистеми

Проведення наукових досліджень щодо системи релейного захисту елементу енергосистеми.

Проведення наукових досліджень щодо всієї системи релейного захисту елемента енергосистеми.

Світові лідери у виробництві пристроїв релейного захисту та автоматики є європейські компанії ABB, SIEMENS, ALSTOM, SCHNEIDER ELECTRIC, до вітчизняних виробників відносяться науково-виробниче підприємство (НВП) «ХАРТРОН-ІНКОР», науково-виробниче підприємство «РЕЛСіС», виробниче об'єднання «КІЇВПРИЛАД». Зокрема пристрої релейного захисту синхронного генератора представлені серед лінійки продукції науково-виробничого підприємства «ХАРТРОН-ІНКОР», як приладовий модуль релейного захисту та автоматики синхронного генератора «Діамант» G010, компанії ABB, як пристрій захисту генератора REG670, концерну SIEMENS, як багатофункціональний пристрій захисту синхронних машин SIPROTEC 7UM62. Через те, що функціональні можливості названих пристроїв передбачають забезпечення захисту від аварійних та ненормальних режимів синхронного генератора, їх буде досліджено детально. Каузальний ланцюг знань з визначення принципу дії системи релейного захисту синхронного генератора вказаних виробників наведено на рис. 6.36.

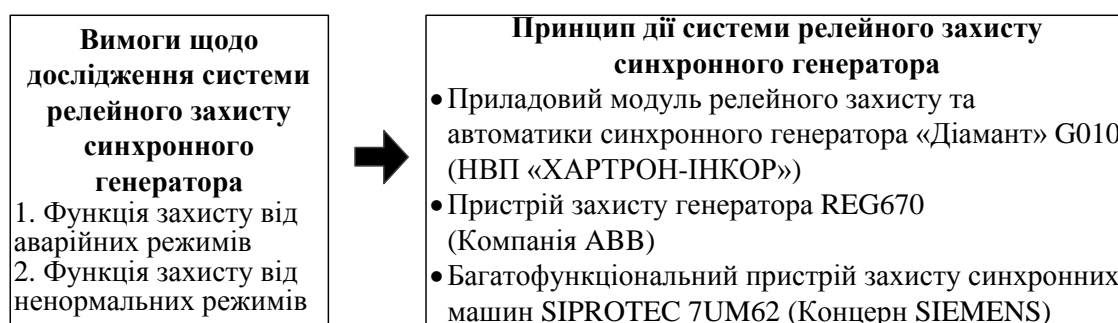


Рисунок 6.36 – Каузальний ланцюг знань з визначення принципу дії системи релейного захисту синхронного захисту НВП «ХАРТРОН-ІНКОР», компанії ABB та концерну SIEMENS

– Розроблення завдання на проведення наукових досліджень, проведення наукових досліджень щодо функціональних складових I-N рівнів ієрархії системи релейного захисту елемента енергосистеми.

В якості прикладу дослідимо реалізацію функції захисту від аварійних режимів в пристроях G010, REG670, SIPROTEC7UM62, що повинна складатися з функції захисту від багатофазних коротких замикань, функції захисту від міжвиткових коротких замикань в обмотці статора, функції від замикань на землю в обмотці ротора, функції від замикань на землю в обмотці статора.

Дослідження побудови функції захисту від аварійних режимів в пристроях G010, REG670, SIPROTEC7UM62 показав, що в приладовому модулі G010 передбачені усі названі функції окрім функції від замикань в обмотці ротора, в пристроях REG670 та SIPROTEC7UM62 передбачені усі названі функції окрім функції захисту від міжвиткових коротких замикань в обмотці статора. З урахуванням сказаного каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо дослідження та принципу дії функції захисту від аварійних режимів в

пристроях G010, REG670, SIPROTEC7UM62 має вигляд, що представлений на рис. 6.37.

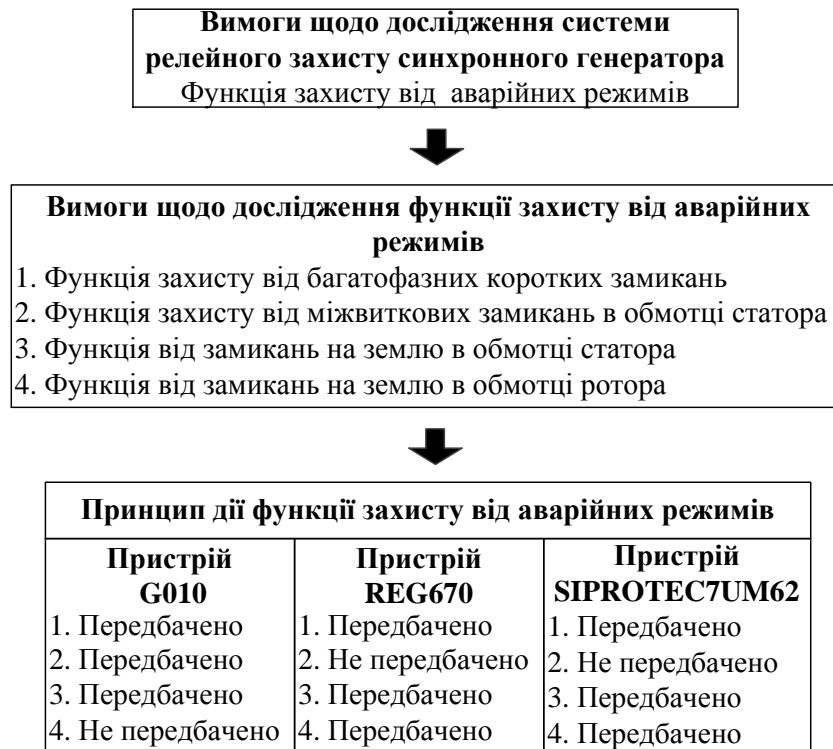


Рисунок 6.37 – Каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо дослідження та принципу дії функції захисту від аварійних режимів в пристроях G010, REG670, SIPROTEC7UM62

Дослідимо складові функції захисту від аварійних режимів, що присутні в усіх вибраних пристроях, а саме функцію захисту від багатофазних коротких замикань та функцію від замикань на землю в обмотці статора.

Функція захисту від багатофазних коротких замикань найбільш ефективно може бути реалізована за допомогою диференціального принципу та принципу максимальної дії. В пристроях, що досліджуються, передбачені як функція захисту за принципом максимальної дії, так і функція захисту за диференціальним принципом задля реалізації функції захисту від багатофазних коротких замикань. В такому разі каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо дослідження та принципу дії функції захисту від багатофазних коротких замикань в пристроях G010, REG670, SIPROTEC7UM62 має вигляд, що представлений на рис. 6.38.

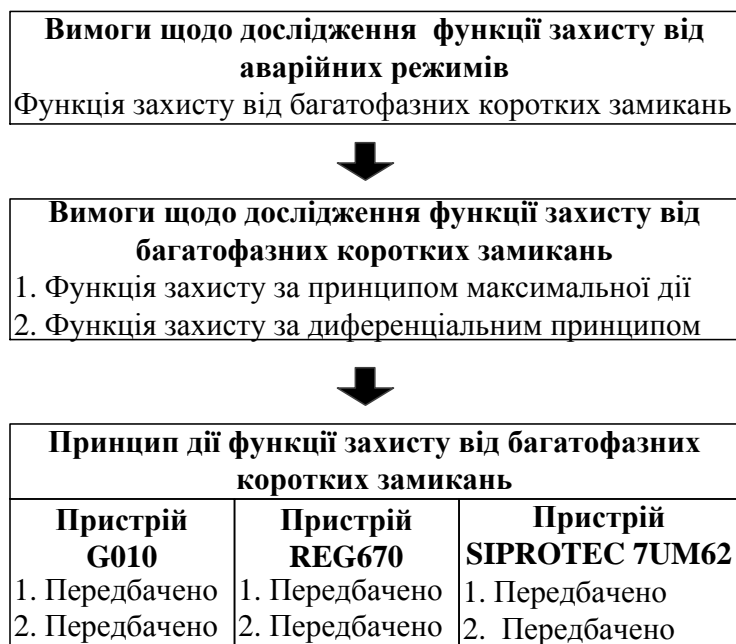


Рисунок 6.38 – Каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо дослідження та принципу дії функції захисту від багатофазних коротких замикань в пристроях G010, REG670, SIPROTEC7UM62

Відомими принципами реалізації функції від замикань на землю в обмотці статора є принцип накладання напруги та принцип наявності напруги зсуву.

В пристрої G010 передбачений захист від замикань на землю в обмотці статора за принципом наявності напруги зсуву. В пристроях REG670 та SIPROTEC7UM62 реалізується функцію від замикань на землю в обмотці статора як за допомогою принципу накладання, так і принципу наявності напруги зсуву. В такому разі каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо дослідження та принципу дії функції захисту від замикань на землю в обмотці статора в пристроях G010, REG670, SIPROTEC 7UM62 має вигляд (рис. 6.39)

Аналогічним чином можна визначити вимоги щодо дослідження, принцип дії та побудову будь-якої функціональної складової I-N рівня ієрархії системи релейного захисту синхронного генератора.

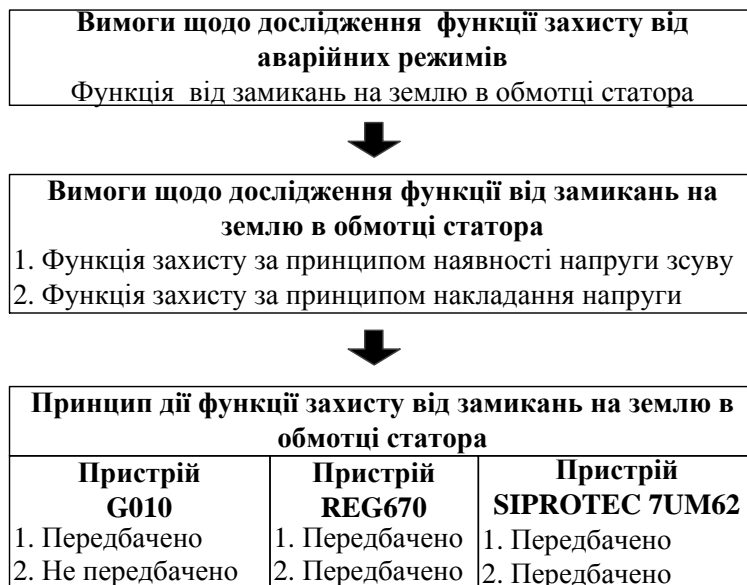


Рисунок 6.39 – Каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо дослідження та принципу дії функції захисту від замикань на землю в обмотці статора в пристроях G010, REG670, SIPROTEC7UM62

Таким чином, проведення наукових досліджень щодо системи релейного захисту елемента енергосистеми здійснюється на основі наступного узагальненого каузального ланцюга знань (рис. 6.40)

3) *Визначення показників функціонування системи релейного захисту елемента енергосистеми.*

Визначимо показники функціонування функції захисту від багатофазних коротких замикань та функції від замикань на землю в обмотці статора, що реалізовані в пристроях G010, REG670, SIPROTEC7UM62.

Функція захисту від багатофазних коротких замикань в пристроях G010, REG670, SIPROTEC7UM62 реалізована в тому числі за принципом максимальної дії. В пристрої G010 максимальний струмовий захист має мінімальний час спрацьовування 0,01–0,03 секунди та побудований за допомогою трьох ступенів: перша з незалежною часо струмовою характеристикою, при чому час затримки визначається часом уставки; друга та третя з пуском за напругою та можливістю вибору часо струмової характеристики, а саме крутої чи пологої.

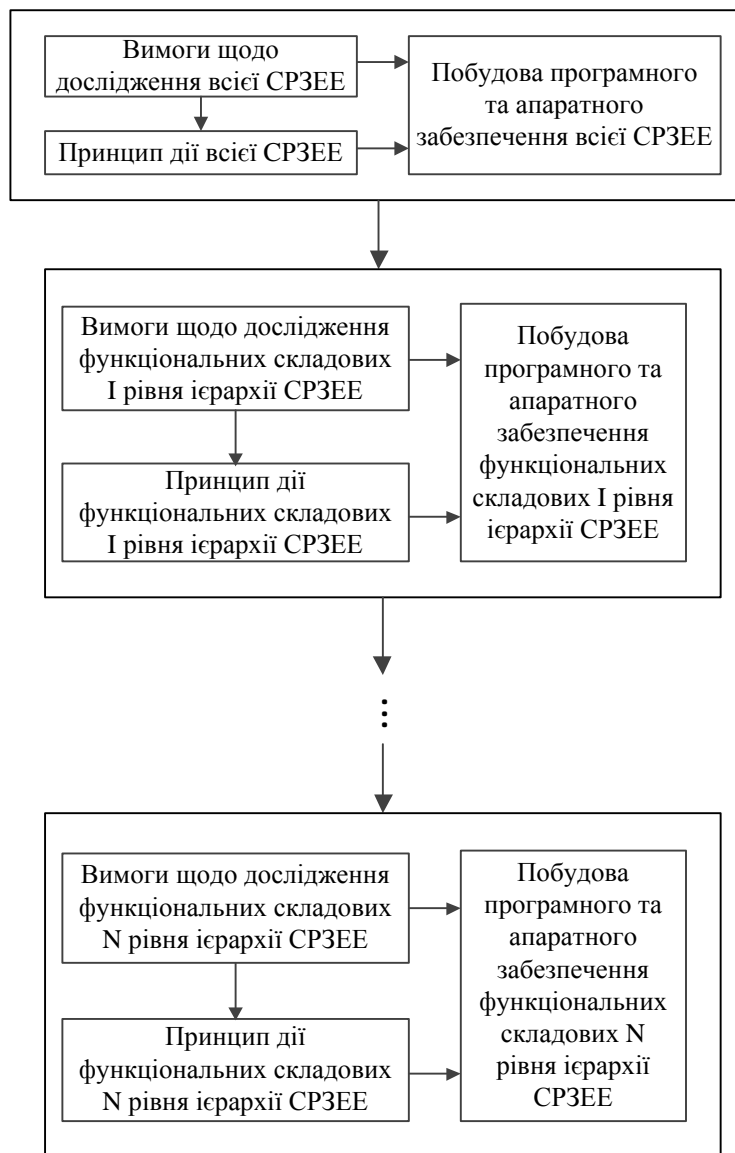


Рисунок 6.40 – Узагальнений каузальний ланцюг знань при проведенні наукових досліджень щодо системи релейного захисту елемента енергосистеми

З урахуванням сказаного каузальний ланцюг знань з визначення характеристик функції від багатофазних коротких замикань за принципом максимальної дії в пристрої G010 буде мати вигляд, що представлений на рис. 6.41.

Максимальний струмовий захист в пристрої SIPROTEC7UM62 має мінімальний час спрацьовування $0,01 \div 0,02$ секунди та реалізований за допомогою трьох ступенів: перша з незалежною характеристикою з пуском за напругою, друга з незалежною характеристикою з визначенням напрямку короткого замикання, при цьому час затримки визначається значенням часу уставки, третя зі зворотозалежною характеристикою з контролем напруги або гальмуванням напруги. З урахуванням сказаного каузальний ланцюг знань з визначення характеристик функції від багатофазних коротких замикань за

принципом максимальної дії в пристрої SIPROTEC 7UM62 буде мати вигляд, що представлений на рис. 6.42.

Принцип дії, побудова функції захисту від багатофазних замикань за принципом максимальної дії в пристрої G010

1. Перша ступень максимального струмового захисту з незалежною часострумовою характеристикою
2. Друга, третя ступень максимального струмового захисту з пуском за напругою та можливістю вибору часострумової характеристики



Характеристики функції захисту від багатофазних замикань за принципом максимальної дії в пристрої G010

1. Незалежна характеристики – час затримки визначається значенням часу уставки
2. Залежна характеристика – крута чи полого
3. Мінімальний час спрацьовування 0,01□ 0,03 секунди

Рисунок 6.41 – Каузальний ланцюг знань з визначення характеристик функції від багатофазних коротких замикань за принципом максимальної дії в пристрої G010

Принцип дії, побудова функції захисту від багатофазних замикань за принципом максимальної дії в пристрої SIPROTEC 7UM62

1. Ступінь максимального струмового захисту з незалежною характеристикою з пуском за напругою
2. Ступінь максимального струмового захисту з незалежною характеристикою з визначенням напругу короткого замикання
3. Ступінь максимального струмового захисту зі зворотозалежною характеристикою



Характеристики функції захисту від багатофазних замикань за принципом максимальної дії в пристрої SIPROTEC 7UM62

1. Незалежна характеристики – час затримки визначається значенням часу уставки
2. Зворотозалежна характеристика – з контролем напруги або гальмуванням напруги
3. Мінімальний час спрацьовування 0,01□0,02 секунди

Рисунок 6.42 – Каузальний ланцюг знань з визначення характеристик функції від багатофазних коротких замикань за принципом максимальної дії в пристрої SIPROTEC7UM62

В пристрої REG670 максимальний струмовий захист має мінімальний час спрацьовування 0,01 секунди та побудований за допомогою двох ступенів: одна з незалежною часострумовою характеристикою з пуском за напругою, при чому час затримки визначається часом уставки; друга зі зворотозалежною характеристикою з пуском за напругою та можливістю здійснення гальмування за напругою. З урахуванням сказаного каузальний ланцюг знань з визначення характеристик функції від багатофазних коротких замикань за принципом

максимальної дії в пристрої REG670 буде мати вигляд, що представлений на рис. 6.43.



Рисунок 6.43 – Каузальний ланцюг знань з визначення характеристик функції від багатофазних коротких замикань за принципом максимальної дії в пристрої REG670

Функція захисту від багатофазних коротких замикань за диференціальним принципом в пристроях G010, REG670, SIPROTEC7UM62 реалізована однаково. Повздовжній диференціальний захист в зазначених пристроях реалізований за допомогою диференціальної відсічки, що представляє грубу ступень без гальмування і блокувань, та диференціальним захистом з гальмуванням, що представляє чуттєву ступень з гальмуванням від наскрізних коротких замикань та блокувань за вищими гармоніками. При цьому час спрацьовування повздовжнього диференціального захисту в пристроях, що розглядаються, не перевищує 0,02 секунди. З урахуванням сказаного каузальний ланцюг знань з визначення характеристик функції від багатофазних коротких замикань за диференціальним принципом максимальної дії в пристроях G010, REG670, SIPROTEC7UM62 буде мати вигляд (рис. 6.44)

Принцип дії, побудова функції захисту від багатозначних замикань за диференціальним принципом в пристроях G010, REG670, SIPROTEC7UM62

1. Перша ступінь повздожнього диференціального захисту – диференціальна відсічка
2. Друга ступінь повздожнього диференціального захисту – диференціальний захист з гальмуванням



Характеристики функції захисту від багатозначних замикань за диференціальним принципом в пристроях G010, REG670, SIPROTEC7UM62

1. Перша ступінь – груба ступень без блокувань
2. Друга ступінь – чутлива ступень з гальмуванням від наскрізних коротких замикань та блокуванням за вищими гармоніками.
3. Час спрацьовування \square 0,02 секунди

Рисунок 6.44 – Каузальний ланцюг знань з визначення характеристик функції від багатозначних коротких замикань за диференціальним принципом максимальної дії в пристроях G010, REG670, SIPROTEC7UM62

Функція захисту від замикань на землю в обмотці статора в пристроях G010, SIPROTEC7UM62, REG670 реалізована за принципом наявності напруги зсуву. Захист 90-95% довжини обмотки статора дає даний принцип у разі контролю першої гармоніки нульової послідовності з боку виводів генератора і 100% захист у разі паралельного контролю третьої гармоніки напруги нульової послідовності з боку виводів і нейтралі генератора в пристрої G010. В пристрої SIPROTEC7UM62 у разі блочної схеми з'єднання генератора принцип реалізовано за контролем першої гармоніки напруги нульової послідовності, у разі роботи генераторів на збірні шини – за контролем першої гармоніки напруги нульової послідовності, величиною та напрямом струму замикання на землю, що забезпечує захист 90-95% довжини обмотки статора, також в пристрої передбачено можливість контролю третьої гармоніки напруги нульової послідовності в нейтралі генератора, що забезпечить захист 100% довжини обмотки статора. В пристрої REG670 захист 100% довжини обмотки статора забезпечується контролем третьої гармоніки напруги нульової послідовності. З урахуванням сказаного каузальні ланцюги знань з визначення характеристик функції від замикань на землю в обмотці статора за принципом наявності напруги зсуву в пристроях G010, SIPROTEC7UM62, REG670 будуть мати відповідно вигляди (рис. 6.45 – 6.47).

Принцип дії, побудова функції захисту від замикань на землю в статорі за принципом наявності напруги зсуву в пристрої G010
1. Робота за першою гармонікою напруги нульової послідовності з боку виводів генератора
2. Робота за третьою гармонікою напруги нульової послідовності з боку виводів і нейтралі генератора



Характеристики функції захисту від замикань на землю в статорі за принципом наявності напруги зсуву в пристрої G010
1. За першою гармонікою захист 90-95% довжини обмотки статора
2. За третьою гармонікою захист 100% довжини обмотки статора

Рисунок 6.45 – Каузальний ланцюг знань з визначення характеристик функції від замикань на землю в обмотці статора за принципом наявності напруги зсуву в пристрої G010

Принцип дії, побудова функції захисту від замикань на землю в статорі за принципом наявності напруги зсуву в пристрої REG670
Робота за третьою гармонікою напруги нульової послідовності



Характеристики функції захисту від замикань на землю в статорі за принципом наявності напруги зсуву в пристрої REG670
Захист 100% довжини обмотки статора

Рисунок 6.46 – Каузальний ланцюг знань з визначення характеристик функції від замикань на землю в обмотці статора за принципом наявності напруги зсуву в пристрої REG670

Принцип дії, побудова функції захисту від замикань на землю в статорі за принципом наявності напруги зсуву в пристрої SIPROTEC7UM62

1. Робота за першою гармонікою напруги нульової послідовності у разі блочної схеми з'єднання генератора
2. Робота за першою гармонікою напруги нульової послідовності, величини та напрямку струму замикання на землю у разі з'єднання генераторів на збірні шини
3. Робота за третьою гармонікою напруги нульової послідовності в нейтралі генератора



Характеристики функції захисту від замикань на землю в статорі за принципом наявності напруги зсуву в пристрої SIPROTEC 7UM62

1. Захист 90-95% довжини обмотки статора за першою гармонікою
2. Захист 100 % довжини обмотки статора за третьою гармонікою

Рисунок 6.47 – Каузальний ланцюг знань з визначення характеристик функції від замикань на землю в обмотці статора за принципом наявності напруги зсуву в пристрої SIPROTEC7UM62

Функція захисту від замикань на землю в обмотці статора пристроїв REG670, SIPROTEC 7UM62 також може бути реалізована за принципом накладання напруги.

Принцип накладання напруги реалізує 100% захист обмотки статора за допомогою вимірювання напруги накладання з частотою відмінною від промислової на вторинній стороні трансформатора напруги нейтралі генератора та струму накладання на резистивному шунті, обчислення опору обмотки статора відносно землі та порівняння значення активного опору з попереджувальним рівнем опору пошкодження.

З урахуванням сказаного каузальний ланцюг знань з визначення характеристик функції від замикань на землю в обмотці статора за принципом накладання напруги в пристроях REG670, SIPROTEC7UM62 буде мати вигляд, що наведений на рис. 6.48.

Принцип дії, побудова функції захисту від замикань на землю в статорі за принципом накладання напруги в пристроях REG670, SIPROTEC7UM62

1. Вимірювання напруги накладання на вторинній стороні трансформатора напруги нейтралі генератора та струму накладання на резистивному шунті
2. Обчислення опору обмотки статора відносно землі
3. Порівняння значення активного опору з попереджувальним рівнем опору пошкодження



Характеристики функції захисту від замикань на землю в статорі за принципом накладання напруги в пристроях REG670, SIPROTEC7UM62
Захист 100% довжини обмотки статора

Рисунок 6.48 – Каузальний ланцюг знань між принципом дії й побудовою та характеристиками функції від замикань на землю в обмотці статора за принципом накладання напруги в пристроях REG670, SIPROTEC 7UM62

З проведеного аналізу реалізації функції захисту від аварійних режимів синхронного генератора в пристроях G010, REG670, SIPROTEC7UM62 можна бачити, що вона найбільш повно представлена в пристрої SIPROTEC7UM62 концерну SIEMENS. Функція від аварійних режимів в пристрої SIPROTEC7UM62 має в своєму складі: функцію захисту від багатозначних коротких замикань, що може бути реалізована за принципом максимальної дії з трьома ступенями спрацьовування та диференціальним принципом з двома ступенями спрацьовування; функцію від замикань на землю в обмотці статора, що може бути реалізована за принципом наявності напруги зсуву за першою або третьою гармонікою напруги нульової послідовності та принципом накладання напруги; функцію від замикань на землю в обмотці ротора. З урахуванням сказаного пристрій SIPROTEC7UM62 концерну SIEMENS може бути покладений в основу модернізації, проектування або удосконалення релейного захисту синхронного генератора.

Отже, для будь-якої досліджуваної функції будь-якої системи релейного захисту елементу енергосистеми в основі визначення параметрів лежить каузальний ланцюг знань, узагальнений вид якого представлений на рис. 6.49

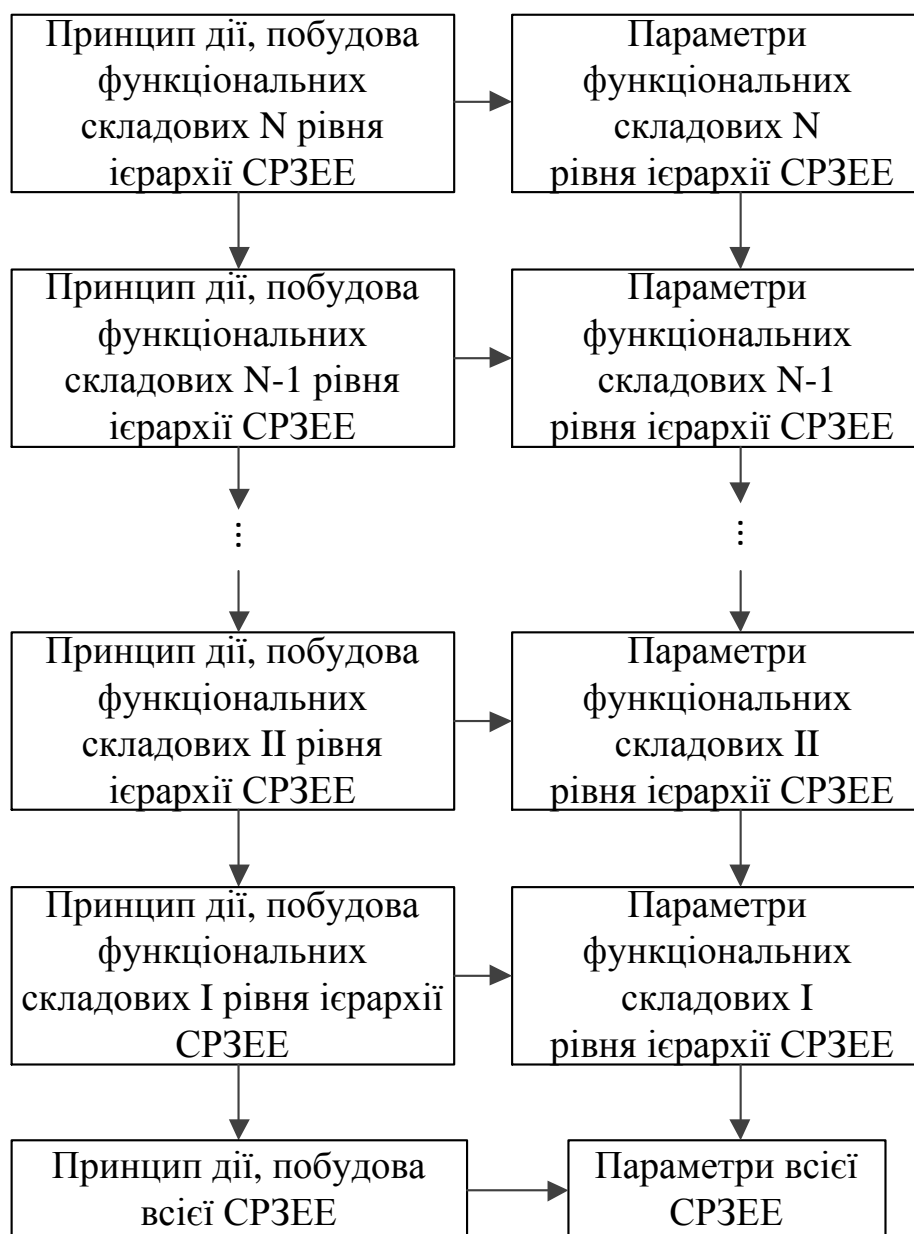


Рисунок 6.49 – Узагальнений каузальний ланцюг знань при визначенні показників функціонування системи релейного захисту елемента енергосистеми

Контрольні запитання

1 Встановити каузальні ланцюги знань з визначення вимог щодо проектування, принципу дії, структури й функціональної схеми програмної і апаратної реалізації та параметрів функції повздовжнього диференціального захисту I-N рівнів ієрархії системи релейного захисту синхронного генератора.

2 Встановити каузальні ланцюги знань з визначення вимог щодо проектування, принципу дії, структури і функціональної схеми програмної й апаратної реалізації та параметрів функції максимального струмового захисту I-N рівнів ієрархії системи релейного захисту синхронного генератора.

3 Встановити каузальні ланцюги знань з визначення вимог щодо проектування, принципу дії, структури і функціональної схеми програмної й апаратної реалізації та параметрів функції захисту від симетричних перенавантажень I-N рівнів ієрархії системи релейного захисту синхронного генератора.

4 Встановити каузальні ланцюги знань з визначення вимог щодо проектування, принципу дії, структури і функціональної схеми програмної й апаратної реалізації та параметрів функції струмового захисту зворотної послідовності I-N рівнів ієрархії системи релейного захисту синхронного генератора.

5 Встановити каузальні ланцюги знань з визначення вимог щодо проектування, принципу дії, структури і функціональної схеми програмної й апаратної реалізації та параметрів функції захисту від підвищення напруги послідовності I-N рівнів ієрархії системи релейного захисту синхронного генератора.

6 Встановити каузальні ланцюги знань з визначення вимог щодо проектування, принципу дії, структури і функціональної схеми програмної й апаратної реалізації та параметрів функції захисту від зниження напруги I-N рівнів ієрархії системи релейного захисту синхронного генератора.

7 Встановити каузальні ланцюги знань з визначення вимог щодо проектування, принципу дії, структури і функціональної схеми програмної й апаратної реалізації та параметрів функції захисту від підвищення частоти I-N рівнів ієрархії системи релейного захисту синхронного генератора.

8 Встановити каузальні ланцюги знань з визначення вимог щодо проектування, принципу дії, структури і функціональної схеми програмної й апаратної реалізації та параметрів функції захисту від асинхронного режиму I-N рівнів ієрархії системи релейного захисту синхронного генератора.

9 Встановити каузальні ланцюги знань з визначення вимог щодо проектування, принципу дії, структури і функціональної схеми програмної й апаратної реалізації та параметрів функції захисту від зворотної потужності I-N рівнів ієрархії системи релейного захисту синхронного генератора.

10 Встановити каузальні ланцюги знань з визначення вимог щодо проектування, принципу дії, структури і функціональної схеми програмної й апаратної реалізації та параметрів функції захисту від коротких замикань в роторі I-N рівнів ієрархії системи релейного захисту синхронного генератора.

11 Встановити каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо перевірки, принципу дії, побудови та параметрів функції повздовжнього диференціального захисту приладового модуля релейного захисту та автоматики синхронного генератора.

12 Побудувати каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо перевірки, принципу дії, побудови та параметрів функції максимального струмового захисту приладового модуля релейного захисту та автоматики синхронного генератора.

13 Встановити каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо перевірки, принципу дії, побудови та параметрів функції захисту від симетричних перенавантажень приладового модуля релейного захисту та автоматики синхронного генератора

14 Побудувати каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо перевірки, принципу дії, побудови та параметрів функції струмового захисту зворотної послідовності приладового модуля релейного захисту та автоматики синхронного генератора.

15 Встановити каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо перевірки, принципу дії, побудови та параметрів функції захисту від підвищення напруги приладового модуля релейного захисту та автоматики синхронного генератора.

16 Побудувати каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо перевірки, принципу дії, побудови та параметрів функції захисту від втрати збудження асинхронного режиму приладового модуля релейного захисту та автоматики синхронного генератора.

17 Встановити каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо перевірки, принципу дії, побудови та параметрів функції захисту від зворотної потужності приладового модуля релейного захисту та автоматики синхронного генератора.

18 Побудувати каузальний ланцюг знань з визначення вимог щодо перевірки, принципу дії, побудови та параметрів функції захисту від коротких замикань в роторі приладового модуля релейного захисту та автоматики синхронного генератора.

19 Визначити вимоги щодо дослідження функції захисту від ненормальних режимів синхронного генератора.

20 Встановити каузальний ланцюг знань з визначення принципу дії, побудови та характеристик функції від ненормальних режимів синхронного генератора в пристрої SIPROTEC7UM62.

21 Встановити каузальний ланцюг знань з визначення принципу дії, побудови та характеристик функції від ненормальних режимів синхронного генератора в пристрої REG670.

22 Встановити каузальний ланцюг знань з визначення принципу дії, побудови та характеристик функції від ненормальних режимів синхронного генератора в приладовому модулі G010.

22 Порівняти реалізацію функції від ненормальних режимів синхронного генератора в пристроях REG670, SIPROTEC7UM62, G010 та зробити висновок щодо можливості використання закладених принципів для модернізації, проектування або удосконалення релейного захисту синхронного генератора.

СПИСОК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ

АВВП – автоматика виділення власних потреб електростанції
АВІР – автоматичні пристрої після аварійного режиму
АВР – автоматичне вмикання резерву
АГП – автомат гасіння поля
АЗ – автоматичне завантаження електрообладнання
АЛАР – автоматика ліквідації асинхронного режиму
АНКА-АВПА – пристрої приймання й передачі команд
АОЗН – автоматика обмеження зниження напруги
АОЗЧ – автоматика обмеження зниження частоти
АОПН – автоматика обмеження підвищення напруги
АОПЧ – автоматика обмеження підвищення частоти
АП – автоматика пуску електричних машин
АПВ – автоматичне повторне вмикання
АР – автоматичне розвантаження електрообладнання
А.Р. – аварійний режим
АРЗ – автоматика регулювання збудження (обмеження збудження)
АРЗН – автоматичне розвантаження при зниженнях напруги
АРКТ – автоматичне регулювання коефіцієнта трансформації
АРМ – автоматичне розвантаження мережі
АРН – автоматичне регулювання напруги
АРЧ – автоматичне регулювання частоти
АСГ – автоматична синхронізація генераторів
АСС – автоматична синхронізація систем (ліній, шин)
АТ – автотрансформатор
АХХ – автоматика холостого ходу (переведення блоку на холостий хід)
АЧР – автоматичне частотне розвантаження
ГЗ – газовий захист
ГРЗ – групове регулювання збудження
Д.А. – доаварійний режим
ДГ – дуговий захист комірок
ДЗ – дистанційний захист
ДЗМН – ділительний захист мінімальної напруги
ДЗШ – диференційний захист шин
ДФВЧЗ – диференційний фазний високочастотний захист
ЕЕС – електроенергетична система
ЕМК – електромагнітний коректор
ЕУ – електроустановка
ЗАР – захист від асинхронного режиму
ЗЗ – земляний захист
ЗМН – захист мінімальної напруги
ЗНЗ – захист від замикань на землю
ЗНР – захист від несиметричних режимів

ЗПН – захист від підвищення напруги
ЗПР – захист від перевантаження
КВН – контроль відсутності напруги
КЗ – коротке замикання
КНН – контролем наявності напруги
КС – контроль синхронізму
КТП – комплектний трансформаторний пункт
ЛЗШ – логічний захист шин
МСЗ – максимальний струмовий захист
Н.Р. – нормальний режим
НС – надлишкові спрацювання релейного захисту
РЗ – релейний захист
РП – розподільчий пункт
ПА – пристрої протиаварійної автоматики
П.А. – післяаварійний режим
ПДЗ – поздовжній диференційний захист
ПРВВ – пристрій резервування відмови вимикачів
РПН – регулювання під навантаженням
СА – пристрої системної автоматики
САВН – спеціальна автоматика вимкнення навантаження
САРЧП – система автоматичного регулювання частоти й потужності
СДА – струмова ділительна автоматика
СЗ – струмовий захист
СЗЗП – струмовий захист зворотної послідовності
СЗНП – струмовий захист нульової послідовності
СК – струмове компаундування
СМВ – струмова максимальна відсічка
СС – самосинхронізація генераторів
ТВП – трансформатор власних потреб
ТН – трансформатор напруги
ТП – трансформаторний пункт
ТС – трансформатор струму
ФК – фазове компаундування
ЧДА – частотна ділительна автоматика

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

- 1 Авербух А.М. Релейная защита в задачах с решениями и примерами / А.М. Авербух – Ленинград : Энергия, 1975. – 416 с.
- 2 Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для вузов / В.А. Андреев. – Москва : Высш. школа, 1991. – 496 с.
- 3 Андреев В.А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах: учебн. пособие / В.А. Андреев. – Москва : Высшая школа, 2008. – 252 с.
- 4 Анормальные режимы работы крупных синхронных машин / Казовский Е.Я., Данилевич Я.Б., Кашарский Э.Г., Рубисов Г.В. – Ленинград : Изд-во «Наука», 1968. – 429 с.
- 5 Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Релейний захист» / уклад. Баженов В.М., Одегов М.М. – Харків : УкрДАЗТ, 2006. – 42 с.
- 6 Баженов В.М. Швидкодіючий релейний захист вузлових схем живлення розподільних мереж / В.М. Баженов, М.М. Одегов // Збірник наукових праць Українського державного університету залізничного транспорту. – Харків, 2015. – Вип. 153. – С 73 – 79.
- 7 Баженов В.Н. Анализ работы релейной защиты и автоматики для послеаварийного восстановления схемы электроснабжения // Вісник Національного політехнічного університету «ХПІ». Збірник наукових праць. Серія: Енергетика: Надійність та енергоефективність. – Харків : НТУ «ХПІ»: - 2013. – №17 (990). – С. 18-25.
- 8 Методические указания к расчетам релейной защиты в выпускных бакалаврских работах. Расчет защит элементов системы электроснабжения / сост. Баженов В.Н., Малый А.Ю. – Харьков : НТУ «ХПИ», 2003. – 40с.
- 9 Методические указания к выполнению курсового проекта «Релейная защита энергоблока» по курсу «Релейная защита» / В.Н. Баженов. – Харьков : ХПИ, 1999. – 32 с.
- 10 Баженов В.Н. Проектирование релейной защиты электроустановок энергоблока электрических станций: учеб. пособие для курсового проектирования / В.Н. Баженов. – Харьков : НТУ «ХПИ», 2017. – 84 с.
- 11 Расчет релейной защиты и систем автоматики в электроэнергетике / В.Н. Баженов, Е.И. Сокол, О.Г. Гриб, В.Г. Сыченко, А.А. Данилов, Ю.В. Владимиров, Д.А. Гапон, С.В. Швец, Т.С. Иерусалимова, Н.В. Рудевич. – Харьков : ФОП Панов В.Н., 2017. – 412 с.
- 12 Баженов В.Н. Релейная защита высоковольтных линий и трансформаторов: пособие для курсового проектирования / В.Н. Баженов. – Харьков: НТУ «ХПИ», 2001. – 36 с.
- 13 Релейная защита и автоматика энергетических систем / В.Н. Баженов, К.В. Ушаповский, О.Г. Гриб, Д.А. Олефир, В.И. Васильченко,

А.Д. Светелик, Ю.В. Владимиров, Д.А. Гапон, Н.Н. Одегов, Т.С. Иерусалимова, Н.В. Рудевич. – Харьков : «Типография Мадрид», 2015. – 340 с.

14 Баженов В.Н. Релейная защита элементов системы электроснабжения: пособие для курсового проектирования / В.Н. Баженов. – Харьков : Мадрид, 2017. –40 с.

15 Баженов В.Н. Релейная защита элементов электрической сети с напряжениями 110 . . . 0,4 кВ: пособие для практических расчетов / В.Н. Баженов. – Харьков : Планета-Принт, 2017. – 96 с.

16 Баженов В.Н. Применение микроЭВМ для решения задач защиты электроснабжения: учеб. пособ. / В.Н. Баженов, Т.П. Беличенко. – Харьков : УЗПИ, 1985. – 90 с.

17 Байтер И.И., Богданова Н.А. Релейная защита и автоматика питающих элементов собственных служб тепловых электростанций / И.И. Байтер, Н.А. Богданова. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – Вип. 613. –112с. (Б-ка электромонтера).

18 Беляев А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4-35 кВ / А.В. Беляев. – Ленинград : Энергоатомиздат, 1988. – 176 с.

19 Беркович М.А. Основы техники релейной защиты / М.А. Беркович, В.В. Молчанов, В.А. Семенов. – Москва: Энергоатомиздат, 1984. – 376 с.

20 Булычев А.В. Релейная защита в распределительных электрических сетях: пособие для практических расчетов / А.В. Булычев, А.А. Наволочный. – Москва : ЭНАС, 2011. – 208 с.

21 Вавин В.Н. Релейная защита блоков турбогенератор – трансформатор / В.Н. Вавин. – Москва : Энергоиздат, 1982. – 256 с.

22 Ванин В.К., Релейная защита на элементах вычислительной техники / В.К. Ванин, Г.М. Павлов. –Ленинград : Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1991. – 336 с

23 Все о релейной защите [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.rza.org.ua>. – Дата звернення 16.10.2019.

24 Гловацкий В.Г. Современные средства релейной защиты и автоматизации электросетей / В.Г. Гловацкий, И.В. Пономарев. – Киев: Компания Энергомашвин, 2006.

25 Голанцев Е.Б. Дифференциальные защиты трансформаторов с реле типа ДЗТ-21 (ДЗТ-23) / Е.Б. Голанцев, В.В. Молчанов. – Москва : Энергоатомиздат. 1990. – Вип.631. – 88 с. (Б-ка электромонтера).

26 Голубев М.Л. Расчет токов короткого замыкания в электросетях 0,4 – 35 кВ / М.Л. Голубев. – Москва : Энергия, 1980. – 88 с.

27 Голубев М.Л. Расчет уставок релейной защиты и предохранителей в сетях 0,4 – 35 кВ / М.Л. Голубев. – Москва : Энергия, 1969. – 136 с.

28 Горбенко В.В. Микропроцессорные устройства РЗА для сетей 6-35 кВ и собственных нужд электростанций / В.В.Горбенко, Ю.И.Кочегаров, А.Д.Нистратов // Электрические сети и системы. – 2005. – №4 – 5.– С.93-98.

29 Горелик Т.Г. Автоматизация энергообъектов с использованием технологии «Цифровая подстанция». Первый российский прототип /

Т.Г.Горелик, О.В.Кириенко // Релейная защита и автоматизация. – 2012. – 2012. – №1(05). – С.86-89.

30 Гуревич В.И. Технический прогресс в релейной защите. Опасные тенденции развития РЗА / В.И. Гуревич // Новости электротехники. – 2011. – № 5. – С. 38–40.

31 Гуревич В.И. Электромеханические и микропроцессорные реле защиты. Возможен ли симбиоз? / В.И. Гуревич // Релейная защита и автоматизация. – 2013. – № 02 (11). – С. 42–44.

32 Довідник кваліфікаційних характеристик професій працівників, галузевий випуск № 62, частина 1 "Виробництво і розподілення електроенергії» [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <https://jobs.ua/dkhp/vipusk-6>. – Дата звернення 12.09.2019.

33 Дорохин Е.Г. Основы эксплуатации релейной защиты и автоматики: кн.2: Оперативное обслуживание устройств РЗА и вторичных цепей / Е.Г. Дорохин. – Краснодар : Совет. Кубань, 2012. – 432 с.

34 Дьяков А.Ф. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебн. пособ. / А.Ф. Дьяков, Н.И. Овчаренко. – Москва : Издательство МЭИ, 2000. – 199 с.

35 Дьяченко М.Д. Цифровая защита (аппаратное и алгоритмическое обеспечение): учебное пособие / М.Д. Дьяченко, С.К. Поднебенная. – Мариуполь: ГВУЗ «ПГТУ», 2014. – 204 с.

36 Ильин В.Ф. Адаптация релейной аппаратуры к требованиям стандартов по ЭМС / В.Ф. Ильин // Релейная защита и автоматизация. – 2011. – № 4 (05) – С. 66–68.

37 Копьев В.Н. Релейная защита основного электрооборудования электростанций и подстанций. Вопросы проектирования: учебн. Пособие / В.Н. Копьев. – Томск : Из-во ЭЛТИ ТПУ, 2005. – 107 с.

38 Релейная защита электродвигателей напряжением выше 1 кВ / Корогодский В.И. [и др]. – Москва : Энергоатомиздат, 1987. - 248 с.

39 Кочегаров Ю.И. К вопросу защиты шин в сложных распределительных устройствах 35-220 кВ / Ю.И. Кочегаров, В.А. Мирошниченко, А.Д. Нистратов, С.В. Пилипенко, А.В. Якименко // Электрические сети и системы. – 2009. – №2. – С.78-85.-

40 Кужеков С.Л. Защита шин электростанций и подстанций / С.Л. Кужеков, В.Я.Синельников. – Москва: Энергоатомиздат, 1983. – 184с.

41 Линт М.Г. Современное состояние и перспективы электромеханических устройств РЗА / М.Г. Линт, В.А. Матисон // Релейная защита и автоматизация, 2013. – №2. – С.38-40.

42 Маслов Г. П. Электроснабжение железных дорог: конспект лекций, ч. 1/ Г. П. Маслов, Г. С. Магай, О. А. Сидоров. – Омск : Омский гос. ун-т путей сообщения, 2006. – 48 с.

43 Микропроцессорные гибкие системы релейной защиты / В.В.Михайлов [и др.]; под ред. В.П. Морозкина. – Москва: Энергоатомиздат, 1988. – 240 с.

44 Митрофанов О.В. Интеграция микропроцессорных блоков РЗА серии БЭМП в АСУ ТП с помощью «ЧЭАЗ ОРС ДА Сервер» / О.В. Митрофанов, П.Г. Варганов // Релейная защита и автоматизация. – 2011. – № 01 (02). – С. 14–16.

45 Многофункциональное устройство защиты электрических машин SIPROTEC 7UM62. Руководство по эксплуатации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://w5.siemens.com/web/ua/ru/em/automation_control_and_protection/relay_protection/protection_of_rotating_machines/pages/siprotec_7um62.aspx. – дата звернення 13.08.2019.

46 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – Москва : Энергия, 1989. – 608 с.

47 Овчаренко Н.И. Микропроцессорные комплексы релейной защиты и автоматики распределительных электрических сетей / Н.И. Овчаренко. – Москва : НТФ Энергопрогресс, 1999. – 64 с.

48 Овчинников В.В. Реле РНТ в схемах дифференциальных защит / В.В. Овчинников. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – Вып.621. – 88 с. (Б-ка электромонтера).

49 Перетяцько В.А. Новое устройство релейной защиты присоединений 6 – 35 кВ серии РЗЛ – 01 / В.А. Перетяцько // Электрические сети и системы. – 2006. – № 2. – С. 55.

50 Переходные процессы в системах электроснабжения: учебник / В.Н.Винославский, Г.Г.Пивняк, Л.И.Несен и др.; под ред. В.Н.Винославского. – Київ : Вища школа, 1989. – 422с.

51 Полевые испытания микропроцессорных приборных модулей релейной защиты и автоматики / Пилипенко С.В., Шевченко Г.П., Воликов С.И., Кашин А.А., Кочегаров Ю.И., Якименко Ю.В., Сопель М.Ф., Яковлев С.А. // Электрические сети и системы. – 2004. – №1-2. – С.63-71.

52 Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей / В.М.Блок, Г.К.Обушев, Л.Б.Паперно и др.; под ред. В.М.Блок. – Москва: Высш.школа, 1981. – 304с.

53 Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Харків : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.

54 Приборный модуль релейной защиты и автоматики. Основные защиты и автоматика генераторов. Руководство по эксплуатации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://hartron-inkor.com/osnovnye-zashchity-i-avtomatika-generatorov>. – Дата звернення: 15.09.2019.

55 Професійний стандарт на професійну назву роботи «Інженер-електрик в енергетичній сфері енергопостачальної компанії» [Електронний ресурс] // Офіційний сайт Міністерства освіти і науки України. – Режим доступу : <http://www.mon.gov.ua/ua/activity/education/58/1383291735>. – Дата звернення: 15.09.2019.

56 Прохорский А.А. Тяговые и трансформаторные подстанции: учебн. пособие для техникумов. ж.д. транспорта / А.А.Прохорский. – Москва: Транспорт, 1983. – 496 с.

57 Реализация функций противоаварийной автоматики на базе микропроцессорных устройств / Адонина В.В., Крутько З.П., Хенкина З.С., Кочегаров Ю.И. // Электрические сети и системы. – 2006. – № 2. – С.64–69.

58 Релейний захист. Комплексні контрольні тести. Методичні вказівки для студентів електроенергетичних та електротехнічних спеціальностей / уклад. В.М. Баженов. – Харків: НТУ «ХПІ», 2016. – 80 с.

59 Релейний захист та кібербезпека енергетичних систем: підручник / Є. І. Сокол, О.Г. Гриб, В.П. Старенький, О.Ю.Заковоротний, В. М. Баженов, Ю. В. Владимиров, А.Л. Єрохін, С.Ю. Шевченко, С.В. Швець, Д.А. Гапон, М. М.Одєгов, Н.В. Рудевіч, І.Т. Карпалюк, Т.С. Донецька; під заг. ред. Сокола Є.І.). – Харків : ФОП Панов О.М., 2019. – 390 с.

60 Кузьмичев В.А.Ретроспективный анализ работы устройств РЗА в ЕНЭС / В.А.Кузьмичев, Е.В.Коновалова, С.Н.Сахаров, А.Ю. Захаренков // Релейная защита и автоматизация. – 2012. – № 01 (06). – С. 60–65.

61 Рудевіч Н.В. Професійна підготовка майбутніх інженерів з автоматизації енергосистем на основі каузального навчання : монографія / Н.В. Рудевіч. – Х. : Вид-во «Диса-плюс», 2017. – 404с.

62 Рудевіч Н.В. Професійні задачі інженерної діяльності з релейного захисту енергосистем (на основі каузального навчання): навч.- метод. посіб. / Н.В. Рудевіч, О.Г. Гриб. – Харків: НТУ «ХПІ», 2017. – 94 с.

63 Руководящие указания по релейной защите систем тягового электроснабжения. Департамент электрификации и электроснабжения Министерства путей сообщения Российской Федерации – Москва : Трансиздат, 1999. – 96 с.

64 Руководящие указания по релейной защите. Дистанционная защита линий 35 – 330 кВ. – Москва – Ленинград : Энергия, 1966. – 172 с.

65 Руководящие указания по релейной защите. Защита блоков генератор-трансформатор и генератор-автотрансформатор. – Москва – Ленинград : Энергия, 1963. – 114 с.

66 Руководящие указания по релейной защите. Защита шин 6 –220 кВ станций и подстанций. – Москва : Госэнергоиздат, 1961. – 72 с.

67 Руководящие указания по релейной защите. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110 – 750 кВ. – Москва : Энергия, 1979. – 152 с.

68 Руководящие указания по релейной защите. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110 – 500 кВ. Расчеты. – Москва : Энергоатомиздат, 1985. – 96 с.

69 Руководящие указания по релейной защите. Ступенчатая токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110 – 220 кВ. – Москва –Ленинград : Госэнергоиздат, 1961. – 64 с.

70 Руководящие указания по релейной защите. Устройства резервирования при отказе выключателей 35 – 500 кВ. – Москва –Ленинград : Энергия, 1966. – 48 с.

71 Силаев Ю. Релейная защита от плавкой вставки до микропроцессора / Ю.Силаев // Релейная защита и автоматизация, 2012. – №01 (06). – С.48-53.

72 Симонов А. Новый уровень управления аварийными режимами распределительных сетей с помощью реклоузеров / А.Симонов // Электрик, 2012. – №.12. – С. 12 – 18.

73 Совалов С.А. Противоаварийное управление в энергосистемах / С.А. Совалов, В.А. Семенов. – Москва : Энергоатомиздат, 1988 – 123с..

74 Современные технологии и методы построения систем релейной защиты и автоматики. Программа, методические указания и контрольные задания для студентов дневной и заочной форм обучения специальности 8.05070106 «Системы управления производством и распределением электроэнергии», в том числе для иностранных студентов / сост. В.Н. Баженов. – Харьков: НТУ «ХПИ», 2017. – 100 с.

75 Справочник по наладке вторичных цепей электростанций и подстанций / А.А.Антюшин, А.Е.Гомберг, В.П.Караваев и др.; под ред. Э.С.Мусаэляна. – 2-е изд., перераб. и доп. —М. : Энергоатомиздат, 1989.

76 Справочник по проектированию электроснабжения. Электроустановки промышленных предприятий / под ред. Ю.Г. Барыбина. – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

77 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т. 1. Электроснабжение; под общ. Ред. А.А. Федорова. – Москва : Энергоатомиздат, 1986. – 586 с.

78 Сюй Лэй Опыт внедрения цифровых подстанций в Китае / Лэй Сюй // Релейная защита и автоматизация. – 2012. – № 02 (07). – С. 70–74.

79 Таубес И.Р. Дифференциальные защиты шин 110 – 220 кВ / И.Р. Таубес. – Москва : Энергоатомиздат, 1984. – 96 с.

80 Таубес И.Р. Релейная защита мощных турбогенераторов / И.Р. Таубес. – Москва : Энергоиздат, 1981. – 88 с.

81 Технічне обслуговування мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, протиаварійної автоматики, електроавтоматики, дистанційного керування та сигналізації електростанцій і підстанцій від 0,4 кВ до 750 кВ. Правила СОУ – Н ЕЕ35.514:2007.

82 Техноподдержка [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.harton-inkor.com>.– Дата звернення 18.12.2019.

83 Толмачев Б.А. ПМ РЗА «ДИАМАНТ» – комплекс технических средств автоматизации, защиты и АСУ ТП энергетических объектов / Б.А.Толмачев, А.Д.Нистратов, Ю.И.Кочегаров // Электрические сети и системы. – 2005. – №4 – 5.– С.45-53.

84 Баженов В.Н. Условия функционирования дистанционной защиты узловой схемы питания распределительной сети / Баженов В.Н., Эхсони Субхон

// Вестник НТУ «ХПИ». Серия: Энергетика: надійність та енергоефективність. – Харьков: НТУ «ХПИ». – 2015. - № . – С. 6.

85 Устройства дистанционной и токовой защит типов ШДЭ2801, ШДЭ2802/ А.Н.Бирт, Г.С.Нудельман, Э.К.Федоров и др. – Москва: Энергоатомиздат, 1988. – Вып.612. –144 с. (Б-ка электромонтера;).

86 Устройство защиты генератора REG670 версия 2.1. Руководство по продукту [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://library.e.abb.com/public/e1db23e44a884dafac05c7d8a5b1e0bc/1MRK502068-BRU_V_ru_REG670_2.1.pdf.– Дата звернення 10.12.2019.

87 Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы / С.А. Ульянов. – М. : Энергия, 1970. – 520с.

88 Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулина. – М. : Энергоатомиздат,1987. – 648 с.

89 Федоров А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий/ А.А. Федоров, Л.Е. Старкова. – Москва : Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

90 Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем: учебник для вузов / А.М. Федосеев, М.А. Федосеев. – Москва : Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.

91 Фигурнов Е.П. Релейная защита / Е.П. Фигурнов. – Москва : Желдориздат, 2004. – 565 с.

92 Цапенко Е.Ф. Замыкания на землю в сетях 6-35 кВ / Е.Ф. Цапенко. – Москва : Энергоатомиздат, 1986. –128 с.

93 Чернобровов Н.В. Релейная защита энергетических систем : учеб. пособ. / Н.В.Чернобровов, В.А. Семенов. – Москва : Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.

94 Шабад М.А. Защита и автоматика электрических сетей агропромышленных комплексов. – Ленинград: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1987. – Вып.589. – 120 с. – (Б-ка электромонтера;).

95 Шабад М.А. Защита трансформаторов 10 кВ / М.А. Шабад. – Москва : Энергоатомиздат,1989. - 144 с.

96 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики / М.А. Шабад. – Ленинград : Энергоиздат, 1985. – 280 с.

97 Шмурьев В.Я. Цифровые реле защиты / В.Я Шмурьев. – Москва : НТФ «Энергопрогресс», 1999. – 56 с.

98 Шнеерсон Э.М. Дистанционные защиты / Э.М. Шнеерсон. – Москва : Энергоатомиздат. 1986. – 448 с.

99 Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита / Э.М. Шнеерсон. – Москва : Энергоатомиздат. 2007. – 549 с.

100 Щедриков Б.Д. Возможные направления развития АСУ ТП электрических сетей МРСК / Б.Д. Щедриков // Релейная защита и автоматизация. – 2013. – № 02. – С. 83–85.

101 Щедриков Б.Д. Система безопасности цифровой подстанции (мысли вслух) / Б.Д. Щедриков // Релейная защита и автоматизация – 2011. – № 01 (02). – С. 58–59.

102 Электротехнический справочник: в 3 т. и 2 кн. Т3. Кн.1. Производство и распределение электрической энергии; под общ. ред. И.Н. Орлова и др. – Москва: Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.

103 Barsali S. Control techniques of Dispersed Generators to improve the continuity of electricity supply // S. Barsali, M. Ceraolo, P. Pelacchi / IEEE, 2002, vol.2, P. 789 – 794.

104 European SmartGrids Technology Platform. Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future. – Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2006, 40 p.

105 Gurevich V. Electronic Devices on Discrete Components for Industrial and Power Engineering / V. Gurevich. – CRC Press (Taylor & Francis Group), Boca Raton – London – New York, 2008. – 419 p.

Формат 60x84/16. Ум. друк. арк. 17,79. Тир. 300 прим. Зам. 741-20.
Видавець та виготовлювач ФОП Бровін О.В.
61022, м. Харків, вул. Трінклера, 2, корп.1, к.19. Т. (057) 758-01-08, (066) 822-71-30
Свідоцтво про внесення суб'єкта до Державного реєстру
видавців та виготовників видавничої продукції серія ДК 3587 від 23.09.09 р.

СТИЛЬ®
ИЗДАТ
ТИПОГРАФІЯ
www.stil-izdat.com