



МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до курсового та дипломного проектування з курсу
 «Основи релейного захисту та автоматики»



3 метою забезпечення неперерування максимального струмового захисту у разі провадження сьєр'ї, нього струмів сповнауючу електродинамі

$$I_{сз} = \frac{K_{ст} K_{сз}}{K_{в}} I_{н.макс}$$

$$I_{н.макс} = 1,4 I_{НОМ} = \frac{1,4 \cdot S_T}{\sqrt{3} U_{НОМ}}$$

$$= \frac{1,4 \cdot 10 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 1,4 \cdot 54,7 = 73,6 \text{ А}$$

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 3}{0,8} \cdot 73,6 = 331,2 \text{ А}$$

$$I_{ср} = \frac{K_{сз}}{K_{ср}} I_{сз} = \frac{\sqrt{3}}{100/5} \cdot 331,2 = 28,6 \text{ А}$$

РЗІА-

Донецьк – 2011

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ, МОЛОДІ ТА СПОРТУ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД
«ДОНЕЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧЕСЬКИЙ УНІВЕРСИТЕТ»**

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

**до курсового та дипломного проектування з курсу «Основи
релейного захисту та автоматики»**

Розглянуто на засіданні
кафедри «Електричні станції»
протокол № 1 від 25.08.2011

Затверджено на засіданні
навчально-видавничої ради ДонНТУ
протокол № 5 від 01.09.2011

УДК 621.316.925

Методичні вказівки до курсової роботи з курсу «Основи релейного захисту та автоматики» (Для студентів бакалаврату напрямку 050701 «Електротехніка і електротехнології» (спеціальності: 6.090601, 7.090601 «Електричні станції», 6.090602, 7.090602 «Електричні системи та мережі» і 6.090603, 7.090603 «Електротехнічні системи електроспоживання»)) / Укл.: М.В. Гребченко, М.О. Смірнова, С.М. Ткаченко, І.В. Бельчев – Донецьк: ДонНТУ, 2011. – 64 с.

Викладені практичні рекомендації щодо обирання принципів та розрахунку уставок релейного захисту елементів станцій та підстанцій електричних систем (генераторів, трансформаторів, ліній електропередач, блоків генератор-трансформатор тощо).

Укладачі: М.В. Гребченко, д.т.н., професор,
М.О. Смірнова, к.т.н., доцент,
С.М. Ткаченко, к.т.н., асистент,
І.В. Бельчев, асистент

Рецензенти: Ковальов О.П., д.т.н., професор,
Філь М.І., к.т.н.

Публікується відповідно до постанови навчально-видавничої ради ДВНЗ «Донецький національний технічний університет».
(Протокол № 5 від 01 вересня 2011 р.)

ЗМІСТ

	стор.
1 Мета та задачі навчального проектування релейного захисту.....	5
2 Загальні рекомендації щодо проектування релейного захисту електроустановок.....	7
2.1 Загальні рекомендації.....	7
2.2 Основні принципи розрахунку параметрів спрацювання захистів.....	7
2.3 Види захистів.....	8
2.4 Основні розділи і графік виконання курсової роботи.....	9
3 Коротка характеристика об'єкту, що захищається.....	10
3.1 Основна мета розділу.....	10
3.2 Лінії і трансформатори.....	10
3.3 Генератори.....	10
3.4 Електродвигуни.....	11
4 Аналіз можливих ушкоджень і ненормальних режимів роботи об'єкта, що захищається.....	12
5 Захист вузлів електричних систем	13
5.1 Захист генераторів, що працюють на збірні шини.....	13
5.1.1 Загальні положення щодо вибору захистів.....	13
5.1.2 Методика розрахунку основних захистів.....	13
5.1.3 Методика розрахунку резервних захистів.....	18
5.2 Захист знижувальних трансформаторів та автотрансформаторів.....	21
5.2.1 Загальні положення щодо вибору захистів.....	21
5.2.2 Методика розрахунку основних захистів.....	22
5.2.3 Методика розрахунку резервних захистів.....	30
5.3 Захист підвищувальних трансформаторів та автотрансформаторів.....	33
5.3.1 Загальні положення щодо вибору захистів.....	33

5.3.2	Особливості розрахунку захистів.....	33
5.4	Захист блоків генератор-трансформатор (автотрансформа- тор).....	34
5.4.1	Загальні положення щодо вибору захистів.....	34
5.4.2	Методика розрахунку основних захистів.....	35
5.4.3	Методика розрахунку резервних захистів.....	38
5.5	Захист повітряних ліній у мережах 110-500 кВ.....	40
5.5.1	Загальні положення щодо вибору захистів.....	40
5.5.2	Методика розрахунку захистів.....	41
6	Особливості розрахунку мікропроцесорних диференціальних захистів генераторів на прикладі терміналів АВВ REG216 і REG316..	52
	Список літератури.....	54
	Додатки.....	56

1 МЕТА ТА ЗАДАЧІ НАВЧАЛЬНОГО ПРОЕКТУВАННЯ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

Надійність роботи енергосистем і якість електропостачання споживачів у великій мірі визначається досконалістю і правильністю функціонування автоматики, значну частину якої становить релейний захист (РЗ). Тому поряд з правильним вибором головної схеми електричних з'єднань вузла енергосистеми, для нього необхідно виконати проект релейного захисту, який забезпечує оптимальний рівень експлуатації цього вузла.

При навчальному проектуванні РЗ ставляться наступні задачі:

- систематизація знань, отриманих при вивченні загальнотеоретичних і спеціальних курсів, на яких ґрунтується курс «Основи релейного захисту і автоматики» (ОРЗіА) (теоретичні основи електротехніки (ТОЕ), електричні машини, перехідні процеси, електрична частина електростанцій і підстанцій тощо);
- освоєння методики проектування РЗ електроенергетичних систем, у тому числі методики вибору типів РЗ, розрахунку їх уставок і синтезу схем захистів;
- закріплення навичок обґрунтовано і аргументовано приймати інженерні рішення, деталізувати принципи побудови захистів і особливості реалізації різних видів (типів) захистів;
- придбання навичок аналізу роботи основного обладнання та його РЗіА при виникненні пошкоджень, а також аналізу взаємодії різних видів захистів.

Виконати проект релейного захисту об'єкта це означає:

- вибрати необхідну кількість видів захистів для захисту об'єкта від найбільш вірогідних видів пошкоджень і ненормальних режимів роботи об'єкту, що захищається;
- виходячи з аналізу небезпеки ушкоджень для об'єкта, що захищається, сформулювати вимоги до окремих захистів, у тому числі визначити для кожного захисту вплив, який він повинен виконувати (відключення без витримки часу або з витримкою часу, сигнал або розвантаження з витримкою часу і т.д.);
- вибрати принцип дії кожної захисту і місце його підключення (трансформатори струму і напруги);
- розрахувати параметри спрацьовування захистів і реле (уставок по струму, напрузі, опорі і т.д.) та при необхідності погодити їх з іншими захистами об'єкта і з захистами суміжних елементів;
- вибрати схему захисту реле або іншу апаратуру (фільтри, резистори тощо) для вимірювальної та логічної частини захистів.

Слід мати на увазі, що в даний час є велика кількість типових рішень по захисту окремих елементів і частин енергосистем. Тому в багатьох випадках завдання проектувальника полягає в правильному виборі типового рішення і

його застосуванні в конкретних умовах, тобто так званої «прив'язці». При цьому основними нормативними документами є Правила Улаштування Електроустановок (ПУЕ) [1], керівні вказівки по РЗ, правила технічної експлуатації (ПТЕ) і директивні вказівки. Незважаючи на це, проектувальник завжди має альтернативні шляхи вирішення завдання. Тому оптимальність і обґрунтованість прийнятих рішень у великій мірі залежить від досвіду проектувальника і глибини розуміння принципів побудови РЗ.

2 ЗАГАЛЬНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО ПРОЕКТУВАННЯ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

2.1 Загальні рекомендації

Проектування РЗ необхідно виконувати з урахуванням його основного призначення, що полягає в автоматичному відключенні пошкодженого елемента від неушкодженої частини електричної системи або сигналізації в разі тимчасово допустимого порушення нормального режиму роботи. Вибір необхідної дії РЗ залежить від небезпеки виниклого відхилення від нормального режиму роботи, відповідальності елемента, що захищається і т.д.

Згідно з ПУЕ [1] до РЗ пред'являються вимоги, які повинні бути задовільнені при проектуванні.

В якості основних в проекті повинні бути розглянуті:

- швидкодія (максимально допустимий час дії для даного об'єкта);
- селективність (відключення тільки пошкодженого елемента або його відключення найближчими вимикачами);
- чутливість;
- надійність.

Необхідні значення коефіцієнта чутливості регламентуються ПУЕ в залежності від конкретних умов.

Крім того необхідно враховувати, що в ПУЕ висуваються додаткові вимоги до захистів, які мають кола напруги, а також до захистів, які за принципом своєї дії можуть реагувати на хитання або асинхронний хід і інші вимоги.

Уточнення вимог до захистів є важливим етапом проектування. В основному, воно може бути зведене до визначення допустимого значення часу спрацювання захисту та з'ясування які з двох вимог (швидкодія або селективність) віддати більшу перевагу.

2.2 Основні принципи розрахунку параметрів спрацювання захистів

Розрахунки параметрів спрацювання захистів засновані на визначенні величин параметрів режиму роботи установки (струмів, напруг і т.д.), яких вони досягають при пошкодженні елемента, що захищається. Зміни цих параметрів відбуваються не тільки при виникненні ушкодження, а й у інших режимах, або при пошкодженнях на суміжних ділянках. Тому одним з основних принципів розрахунку уставок є відбудова від цих режимів, тобто параметр спрацювання (уставка) приймається більше (менше) максимального (мінімального) значення цього параметра, в порівнянні з режимами, при яких захист не повинний спрацювати. Наприклад, при всіх видах короткого замикання (к.з.) відбувається збільшення струму. Разом з тим збільшення струму відбувається і при самозапуску електродвигунів. Тому, щоб захист спрацював при к.з. і не спрацював при самозапуску, його струм

спрацьовування повинен бути більше, ніж струм самозапуску. При цьому слід мати на увазі, що зазначена умова є необхідною, але, як правило, не достатньою для визначення струму спрацьовування захисту ($I_{с.з}$), звичайно ще враховується необхідний рівень надійності і т.д.. Слід мати на увазі, що відбудова захисту може виконуватися і іншими способами.

На відміну від розглянутих вище захистів, що реагують безпосередньо на зміни параметрів режиму, велика група захистів реагує на параметри, що попередньо сформовані з контрольованих величин. В основному до них належать диференційні захисти та захисти від замикань на землю. У пускових органах цих захистів в нормальних режимах, а також в режимах, при яких захист не повинний спрацьовувати, протікають струми небалансу. Тому другий принцип розрахунку уставок полягає в відбудові від максимальних значень струмів небалансу, при яких захист не повинний спрацьовувати. У цьому випадку також слід мати на увазі, що відбудови від струму небалансу не завжди достатньо для правильного визначення уставки. Наприклад, для диференційного захисту трансформатора визначальним може виявитися умова відбудови від кидка струму намагнічування.

2.3 Види захистів

Як правило на кожному елементі, що захищається (генератор, двигун, лінія, трансформатор, збірні шини) встановлюється не менше одного основного й одного резервного захисту, і в деяких випадках встановлюється також додатковий захист. Кількість як основних, так і резервних захистів для одного елемента може бути і більше, що залежить від багатьох факторів (номінальна напруга, типи захистів, схема з'єднання обмоток і т.д.) (ПУЕ [1]).

Основним є захист, який задовольняє трьом вимогам:

- захист діє при всіх можливих видах ушкоджень елемента, що захищається;
- зоною дії захисту є весь елемент, що захищається;
- час спрацьовування захисту менш, ніж у інших захистів, які встановлені на цьому елементі.

Іноді допускається, щоб основний захист діяв не при всіх видах ушкоджень, а тільки при більшій їх частині. Зазвичай основний захист діє без витримки часу.

Резервування дії захистів поділяється на близьке і далеке і, відповідно, резервні захисти діляться на захисти, що забезпечують близьке і далеке резервування.

Резервні захисти, що забезпечують далеке резервування, діють при відмовах захистів або вимикачів суміжних елементів.

Резервний захист, що виконує функції не тільки далекого, а й ближнього резервування, діє також і при відмові основного захисту даного елемента або виведенні його з роботи. Резервний захист для ближнього резервування повинний обов'язково передбачатися в тих випадках, коли основний захист елемента має абсолютну селективність (наприклад: високочастотний захист,

поздовжній та поперечний диференційний захисти). Якщо основний захист лінії 110 кВ і вище має відносну селективність, то окремий резервний захист можна не передбачати у випадках, що обумовлені в ПУЕ.

Додатковий захист забезпечує часткове дублювання основного захисту. Зазвичай в якості додаткового захисту використовується простий захист, що діє одночасно з основним, але виконаний на іншому принципі. Згідно з ПУЕ для ліній електропередачі 35 кВ і вище з метою підвищення надійності відключення пошкодження на початку лінії може бути передбачена в якості додаткового захисту струмова відсічка без витримки часу. При цьому коефіцієнт чутливості струмової відсічки повинен бути близько 1,2 при короткому замиканні в місці установки захисту, яке є найбільш сприятливим за умовою чутливості. Крім того, всі захисти можна розділити за їх дією при певних видах к.з. на три основні групи:

- захисти від міжфазних пошкоджень – максимально-струмові і дистанційні;
- захисти від усіх видів пошкоджень – диференційно-фазні і спрямовані високочастотні захисти;
- захисти від замикань на землю – максимально-струмові та захисти нульової послідовності.

2.4 Основні розділи і графік виконання курсової роботи

- Завдання на курсову роботу	1 тиждень
- Коротка характеристика об'єкта, що захищається	3 тиждень
- Аналіз видів пошкоджень і аномальних режимів роботи об'єкта, що захищається, і уточнення вимог до РЗ	4 тиждень
- Попередній вибір типів захистів та складання структурної схеми захистів	5 тиждень
- Розрахунок уставок, вибір типів реле та уточнення типів захистів	8 тиждень
- Складання принципової схеми захистів	9 тиждень
- Опис роботи та взаємодії захистів при основних видах ушкоджень	11 тиждень
- Оформлення пояснювальної записки	13 тиждень
- Захист курсової роботи	14 тиждень

3 КОРОТКА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТУ, ЩО ЗАХИЩАЄТЬСЯ

3.1 Основна мета розділу

Основна мета розділу – виявлення і аналіз тих характерних особливостей об'єкта, що захищається, які впливають на вибір типів захистів або розрахунок їх параметрів спрацьовування, чи впливають на виконання захисту (наприклад, двофазне або трифазне). Результати цього аналізу у великій мірі визначають вибір конкретних типів захистів. При цьому, як правило, враховуються особливості, що викладені нижче, які й слід охарактеризувати при виконанні цього розділу.

3.2 Лінії і трансформатори

Для ліній електропередачі та трансформаторів необхідно проаналізувати наступні фактори:

- особливості схеми зовнішнього електропостачання (наприклад одиночна лінія з одностороннім живленням; підстанція-відгалуження; лінія, що має живлення з двох сторін і т.д.);
- категорія споживача щодо забезпечення його надійності електропостачання, наявність рухового або ударного навантаження;
- режим заземлення нейтралі мережі і всіх трансформаторів, які підключені до лінії живлення;
- номінальна потужність трансформатора, схема з'єднання його обмоток, наявність і діапазон РПН, допустима кратність перевантаження трансформатора;
- нормальне положення (включене або вимкнене) секційного вимикача 6-10 кВ на двотрансформаторних підстанціях;
- наявність трансформаторів струму, що вбудовані у виведення вимикачів або силових трансформаторів;
- схема головних електричних з'єднань підстанції на високій напрузі (спрощена - з короткозамикачем та відокремлювачами; з вимикачами в колі трансформаторів і т.д.).

Тут же доцільно навести основні дані каталогу силових трансформаторів, двигунів, компенсаторів і т.д., а також інші суттєві особливості об'єкта, що захищається, які не розглянуті вище.

3.3 Генератори

Для генераторів необхідно проаналізувати такі особливості:

- систему охолодження (безпосереднє чи непряме охолодження провідників);

- зобразити схему з'єднання обмоток статора з трансформаторами струму (ТС) (вказати коефіцієнти трансформації) в тому числі і ТС, які встановлені в пофазно-екранованих струмопроводах з боку лінійних виведень;
- систему збудження та її призначення;
- чи працює в блоці з трансформатором або безпосередньо на збірні шини;
- наявність генераторного вимикача і його призначення (чи може відключати струми к.з. або тільки струми робочих номінальних режимів).

Якщо об'єктом, що захищається, є трансформатор власних потреб (в.п.), то необхідно навести повний склад електродвигунів в.п. блоку (їх основні дані можуть бути приведені в розділі розрахунків параметрів спрацьовування захистів).

3.4. Електродвигуни

Необхідно показати роль електродвигунів (ЕД) в технологічному процесі, а також режими їх роботи:

- режим пуску;
- робочий режим (для двошвидкісних відзначити в яких випадках вони працюють на якій швидкості);
- самозапуск (коли виникає в ньому необхідність і які значення часу і залишкової напруги характеризують успішний самозапуск);
- залежність моменту опору механізму, що приводиться, від частоти обертання. Необхідно привести основні характеристики приєднання;
- тип електродвигуна, його потужність, номінальний струм і кратність пускового струму, ККД, $\cos\varphi$;
- схема з'єднання обмоток та їх кількість;
- наявність ТС в нульових виведеннях і з боку статора;
- довжина та тип кабелю живлення;
- для синхронних електродвигунів – система збудження, її характеристики і режими роботи, спосіб пуску ЕД;

Слід зазначити, що електродвигуни в.п. діляться на відповідальні та невідповідальні.

Методика розрахунку уставок спрацьовування релейного захисту та автоматики електродвигунів представлена в [2, 3].

4 АНАЛІЗ МОЖЛИВИХ УШКОДЖЕНЬ ТА НЕНОРМАЛЬНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ОБ'ЄКТА, ЩО ЗАХИЩАЄТЬСЯ

Метою даного розділу є уточнення вимог до захисту: визначення максимально допустимого часу дії захисту, а також визначення необхідності відключення обладнання захистом (з витримкою або без витримки часу) або подачі сигналу про виникнення порушення. Для цього в першу чергу необхідно виявити всі можливі у даного об'єкта види пошкоджень і ненормальних режимів.

При аналізі кожного виду ушкодження або ненормального режиму доцільно відобразити його сутність (яким чином виникає), які зміни параметрів режиму є найбільш характерними і можуть бути використані для побудови захисту, небезпека для елемента, що захищається та суміжних елементів (зміни яких параметрів і чому представляють небезпеку і яку) і яким чином повинний діяти відповідний захист (на відключення без витримки часу або з витримкою, на сигнал і т.д.). Тут же має сенс вказати на якому принципі дії або контролі зміни яких параметрів (збільшення струму, зміна напругу потужності, появи певних несиметричних складових у струмі або напрузі і т.д.) найбільш доцільно виконати захист для виявлення відповідного ушкодження. При розгляді ушкоджень трансформаторів окрім аналізу різних видів к.з. і ненормальних режимів слід обов'язково розглянути виткові замикання, «пожежу» у сталі, зниження рівня масла.

Для електродвигунів необхідно виконати аналіз і встановити, які фактори призводять до зменшення руйнування обмоток і сталі магнітопроводу статора при міжфазних к.з.. Тут же слід зазначити вплив к.з. в кабелі на нормальну роботу інших електродвигунів секції.

5 ЗАХИСТ ВУЗЛІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ

5.1 Захист генераторів, що працюють на збірні шини

5.1.1 Загальні положення щодо вибору захистів

При виконанні курсової роботи студенти мають освоїти основні положення.

Основні захисти. Реагують на всі види пошкоджень генератора та діють на відключення генератора і автомата гасіння поля (АГП). До них відносяться:

- а) подовжній диференційний струмовий захист від міжфазних замикань в обмотці статора;
- б) максимальний струмовий захист (МСЗ) нульової послідовності від замикань на землю обмотки статора;
- в) поперечний диференційний струмовий захист від замикань між витками однієї фази;
- г) захист від замикань на землю у колах збудження генератора;
- д) захист від підвищення напруги;
- е) захист обмотки ротора від перевантаження.

Резервні захисти. Резервують основні захисти генератора та реагують на зовнішні короткі замикання, діють на відключення з двома витримками часу: з першою відключається вимикач, з другою – АГП. Вони мають декілька варіантів виконання. Найбільш часто виконуються за одним з двох наступних варіантів:

- а) МСЗ з комбінованим пуском по напрузі для генераторів потужністю до 30 МВт;
- б) МСЗ зворотної послідовності для дії при несиметричних к.з. з приставкою (однофазний МСЗ з блокуванням мінімальної напруги) для дії при симетричних к.з. для генераторів потужністю 30 МВт та більше.

Захисти, що діють на сигнал:

- а) МСЗ від перевантаження струмами зворотної послідовності;
- б) МСЗ від симетричного перевантаження.

На малопотужних генераторах діяти на сигнал також може захист від замикань на землю у колі збудження.

5.1.2 Методика розрахунку основних захистів

Подовжній диференційний захист.

Умови обирання струму спрацювання захисту визначають розрахункові режими та вимоги, що пред'являють до захисту в залежності від параметрів генератора:

а) Для обирання струму спрацювання захисту за умовами відстроювання від струму небалансу при зовнішньому к.з. розглядається трифазне к.з. на шинах генераторної напруги (точка $K1$, рис. 5.1). Чутливість захисту перевіряється при двофазному к.з. на виводах генератора у режимі його опробування (точка $K2$, рис. 5.1).

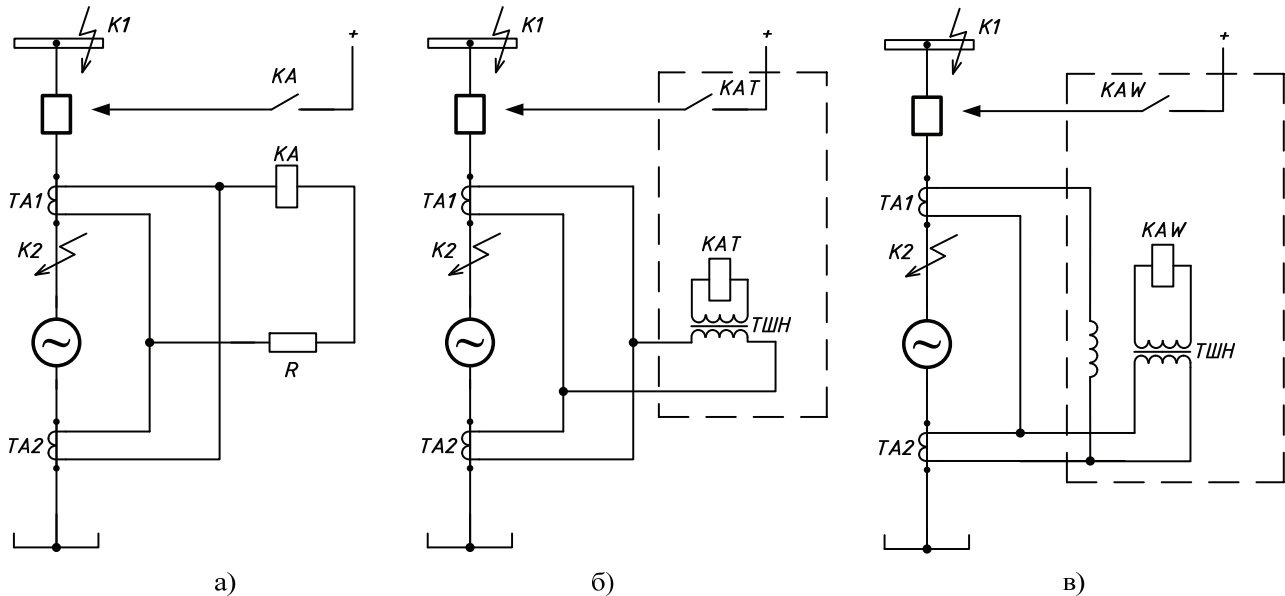


Рисунок 5.1 – Спрощена схема диференційного захисту генератора

б) При потужності турбогенератора до 30 МВт струм спрацювання захисту приймається більше номінального струму генератора в 1,3-1,4 рази. Завдяки чому забезпечується, у тому числі виключення помилкового спрацювання захисту при обривах в його струмових колах. В інших випадках струм спрацювання захисту приймається менше (зазвичай 0,6) номінального. При цьому для запобігання неправильних дій захисту від струму небалансу при зовнішніх к.з. повинні використовуватися реле типу РНТ з трансформаторами струму, що швидко насичуються (ТШН).

в) Обирання схеми диференційного захисту визначається потужністю генератора. Для генераторів потужністю до 30 МВт захист допускається виконувати двофазним дворелейним при наявності захисту від двійних замикань на землю. В інших випадках захист виконується трифазним трирелейним. При потужності генератора до 30 МВт використовуються струмові реле типу РТ-40 та додаткові опори 5-10 Ом в диференційному колі (рис 5.1, а). При потужності генератора від 30 до 100 МВт використовуються диференційні реле типу РНТ (рис. 5.1, б); для потужних генераторів з безпосереднім охолодженням обмоток рекомендується знижувати струм спрацювання до (0,1-0,3) номінального струму генератора. З цією метою у схемі диференційного захисту використовуються реле з магнітним гальмуванням типу ДЗТ-11. Включення гальмівної обмотки доцільно реалізувати з боку генераторного вимикача (рис. 5.1, в).

Методика розрахунку подовжнього диференційного захисту.

Струм спрацювання захисту у курсовій роботі будемо обирати по двом умовам:

- а) відбудова від струму небалансу, що виникає в реле при зовнішніх к.з.

$$I_{СПР.З} = K_{ВДС} \cdot I_{НБ.РОЗР}, \quad (5.1)$$

при

$$I_{НБ.РОЗР} = K_A \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon_I \cdot I_{К.МАКС}^{(3)}, \quad (5.2)$$

де $K_{ВДС}$ – коефіцієнт відстроювання по селективності, $K_{ВДС} = 1,3$; K_A – коефіцієнт, що враховує вплив аперіодичної складової при перехідному процесі к.з., $K_A = 1,0$ (для реле РНТ), $K_A = 2,0$ (для реле РТ-40); $K_{ОДН}$ – коефіцієнт однотипності трансформаторів струму (ТС), $K_{ОДН} = 0,5$ (для однотипних ТС), $K_{ОДН} = 1,0$ (для різнотипних ТС); ε_I – відносна найбільша похибка ТС, що відповідна струму намагнічування у сталому режимі к.з., $\varepsilon_I = 0,1$; $I_{К.МАКС}^{(3)}$ – струм генератора при зовнішньому трифазному к.з.

- б) відбудова від номінального струму генератора

$$I_{СПР.З} = K_C \cdot I_{Г.НОМ}, \quad (5.3)$$

де K_C – коефіцієнт узгодження, обирається відповідно до наведених вище рекомендацій, $K_C = 0,1 - 1,3$; $I_{Г.НОМ}$ – номінальний струм генератора, приведений до розрахункової напруги $U_{РОЗР.Н}$.

Для генераторів потужністю до 100 МВт $I_{СПР.З}$ обирається по більшому із значень, а для генераторів потужністю вище 100 МВт $I_{СПР.З} = 0,1 \cdot I_{Г.НОМ}$ (відстроювання від струму небалансу забезпечується відповідним обиранням кількості витків гальмівної обмотки реле ДЗТ-11).

в) Обирання струму спрацювання реле (струму уставки) виконується за наступним виразом:

$$I_{СПР.Р} = \frac{I_{СПР.З} \cdot \left(\frac{U_{РОЗР.Н}}{U_{Г.НОМ}} \right)}{k_{ТА}}, \quad (5.4)$$

де $U_{Г.НОМ}$ – номінальна напруга генератора; $k_{ТА}$ – коефіцієнт трансформації ТС генератора, обирається за номінальним струмом генератора.

Для реле РНТ та ДЗТ визначається розрахункова кількість витків робочої обмотки:

$$W_{Р.РОЗР} = \frac{F_{СПР.Р}}{I_{СПР.Р}}, \quad (5.5)$$

де $F_{СПР.Р}$ – МРС спрацювання реле РНТ та ДЗТ (при відсутності гальмування),

$F_{СПР.Р} = 100 \text{ А}$.

Якщо розрахункова кількість витків виявилася не цілим, а дрібним тоді до установки на реле приймається найближче менше ціле значення W_P , а тоді послідовно по (5.5) та (5.4) уточнюється струм спрацювання реле і струм спрацювання захисту.

При використанні реле типу ДЗТ-11 кількість витків обмотки гальмування визначається за виразом:

$$W_{\Gamma} = \frac{K_{ВІДС} \cdot I_{НБ.РОЗР}}{I_{К.МАКС}^{(3)}} \cdot \frac{W_P}{tg(\alpha)}, \quad (5.6)$$

де $K_{відс}$ – коефіцієнт відстроювання по селективності, $K_{відс} = 1,5$ (для реле ДЗТ); $tg(\alpha)$ – тангенс кута нахилу до осі абсцис дотичної до розрахованої за селективністю гальмівної характеристики реле ДЗТ-11 (при $F_{РОВ} > 150 \text{ А}$), $tg(\alpha) = 0,87$.

Якщо кількість витків гальмівної обмотки виявляється дрібним, тоді приймається найближча більша ціла кількість витків.

г) Чутливість захисту може бути визначена як за первинними струмами (к.з. у точці К2 рис. 5.1)

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{К.МІН}^{(2)}}{I_{СПР.З}} \geq 2,0,$$

так і за вторинними струмами в реле

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{Р.К} \cdot W_P}{F_{СПР.Р}} \geq 2,0,$$

де $I_{Р.К}$ визначається по $I_{К.МІН}^{(2)}$ у відповідності з (5.4).

МСЗ нульової послідовності.

Студенти виконують захист на основі використання трансформатора струму нульової послідовності з підмагнічуванням типу ТНПШ (для генераторів з шинними виводами) та ТНП (для генераторів з кабельними виводами) і статичними реле типу РТЗ-51. Захист діє при замиканнях на землю в обмотці статора та при подвійних замиканнях на землю. Методика та приклад розрахунку захисту надані в [4-6].

Поперечний диференційний захист.

Студенти встановлюють захист для генераторів, кожна з фаз яких виконана у вигляді двох та більш паралельних гілок, які виведено назовні. Передбачається, як правило, односистемний поперечний диференційний захист з встановленням ТС захисту у колі, яке поєднує нейтралі зірок. До вторинної

обмотки цього ТС підключається струмове реле типу РТ-40/Ф, відбудоване з допомогою фільтра Ф від струмів третьої та вищих гармонік.

Струм спрацювання захисту обирається з умови відстроювання від струму небалансу, обумовленого нерівністю ЕРС паралельних гілок та спотворенням форми кривої ЕРС генератора. Наявність фільтра в реле дозволяє обирати струм спрацювання захисту за формулою:

$$I_{СПР.3} = (0,2 - 0,3) \cdot I_{Г.НОМ} \quad (5.7)$$

Враховуючи, що у нормальному режимі струм в нейтралі відсутній, коефіцієнт трансформації ТС захисту обирається за умовою:

$$k_{ТА} = \frac{0,25 \cdot I_{Г.НОМ}}{5}$$

Чутливість захисту залежить від кількості витків, що замкнулися та зазвичай не оцінюється. Захист діє без витримки часу на відключення генератора.

Захист генераторів від замикань на землю на боці генераторної напруги.

Згідно з ПУЕ [1] на блоках з генераторами потужністю більш ніж 30 МВт повинен передбачатися захист від замикань на землю в колі генераторної напруги, що охоплює всю обмотку статора. Захист повинен діяти на відключення з витримкою часу не більш 0,5 с.

Для генераторів потужністю 160 МВт і більш застосовується захист типу ЗЗГ-1, що складається з максимального органу напруги нульової послідовності першої гармоніки і органу третьої гармоніки. Розрахунок параметрів спрацьовування захисту полягає у визначенні уставки реле напруги нульової послідовності $U_{УСТ}$ і коефіцієнта гальмування K_G органу третьої гармоніки.

Уставка $U_{УСТ}$ повинна бути відбудована від напруги нульової послідовності на виведеннях генератора $U_{0Г}$ при однофазному к.з. за трансформатором блоку:

$$U_{УСТ} = K_H \cdot 3 \cdot \frac{U_{0Г}}{k_{ТВ.В}} = K_H \cdot 3 \cdot U_0 \cdot k \cdot \frac{C_{МО}}{C_{МО} + C_T + C_G} \cdot \frac{1}{k_{ТВ.В}};$$

де K_H – коефіцієнт надійності, $K_H = 1,3$; U_0 – напруга нульової послідовності на стороні ВН блоку при однофазному к.з. на землю

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{НОМ.ВН}}{\sqrt{3}};$$

де k – коефіцієнт, що враховує розподіл напруги U_0 по обмотці ВН

трансформатора блоку: $k = 1$ при ізольованій нейтралі і $k = 0,5$ при заземленій; C_{MO} , C_T , C_G – відповідно ємності між обмотками ВН і НН однієї фази трансформатора блоку, обмотки НН однієї фази трансформатора на землю і однієї фази генератора (див. додаток); $k_{TV.B}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора напруги, підключеного до лінійних виведень генератора (вторинна обмотка – розімкнений трикутник).

Якщо U_{VCT} виходить більше 15 В, то потрібно прийняти $U_{VCT} = 15$ В, а на виході органу першої гармоніки встановити реле часу з уставкою, яка відбудована від максимально можливої тривалості близьких однофазних к.з. на стороні ВН блоку.

Уставка k_T органу третьої гармоніки відбудовується від максимального значення відношення напруги робочого кола ($\frac{U_H + U_B}{U_H}$) до напруги гальмівного кола U_H при відсутності замикання на землю:

$$k_T = K_H \cdot \frac{|U_H + U_B|}{|U_H|} = 2 \cdot K_H \cdot \frac{C_T}{C_A + 2 \cdot C_T},$$

де K_H – коефіцієнт надійності, $K_H = 2$; U_B , U_H – напруги третьої гармоніки на виведеннях і на нейтралі генератора.

Щоб не відбулося виключення із зони дії органу третьої гармоніки ділянки обмотки статора з боку лінійних виведень рекомендується встановлювати k_T не більш 1.

Для оцінки ефективності дії захисту типу ЗЗГ-1 необхідно переконатися, що захист (обидва органи) охоплює всю обмотку статора, наприклад, за методикою, що викладена в [5].

На турбогенераторах ТВФ-63 і ТВФ-120 для захисту від замикань на землю використовується захист типу ЗЗГ-2, принцип дії якого аналогічний принципу ЗЗГ-1. Відмінність полягає у тому, що орган третьої гармоніки реагує на похідну напруги U_B і не має регульованих уставок.

Таблиця 5.1 – Ємності силових трансформаторів (C_T) по відношенню до землі однієї фази і ємності між обмотками вищої та нижчої напруги однієї фази трансформатора (C_{MO})

Потужність трансформатора, МВА		80	125	200	250	400
C_T , мкФ		0,0080	0,0098	0,0127	0,0140	0,0178
C_{MO} , мкФ	110 кВ	0,048	0,0059	0,0076	0,0084	0,0106
	220 кВ	0,0043	0,0052	0,0067	0,0075	0,0095

5.1.3 Методика розрахунку резервних захистів

МСЗ з комбінованим пуском по напрузі.

Студенти застосовують захист при потужності генератора до 30 МВт; він складається з трьох струмових реле, які включені на фазні струми, та двох

блокувальних реле напруги, що включені відповідно на міжфазну напругу і напругу зворотної послідовності.

а) Струм спрацювання захисту обирається з умови відстроювання від номінального струму генератора:

$$I_{СПР.З} = \frac{K_{ВДС}}{K_{ПОВ}} \cdot I_{Г.НОМ}, \quad (5.8)$$

де $K_{ВДС}$ – коефіцієнт відстроювання по селективності, $K_{ВДС} = 1,1-1,2$; $K_{ПОВ}$ – коефіцієнт повернення струмового реле, $K_{ПОВ} = 0,8$ (для реле РТ-40).

Зручно вести всі розрахунки для струмів, приведених до розрахункового ступеня напруги.

б) Уставка спрацювання блокувального реле, яке підключено на міжфазну напругу, відбудовується від номінальної робочої напруги:

$$U_{СПР.З} = K_{ВДС} \cdot U_{РОБ.МН}, \quad (5.9)$$

де $K_{ВДС}$ – коефіцієнт відстроювання по селективності, $K_{ВДС} = 0,6$;

в) Уставка спрацювання блокувального реле, яке підключено на напругу зворотної послідовності, відбудовується від напруги небалансу $U_{2НБ}$ нормального режиму і може бути обрана за формулою:

$$U_{2СПР.З} = K_{ВДС} \cdot U_{2НБ}, \quad (5.10)$$

де $K_{ВДС}$ – коефіцієнт відстроювання, $K_{ВДС} = 1,2$.

Практично зручно скористатися наближеною формулою:

$$U_{2СПР.З} = 0,06 \cdot U_{Г.НОМ}; \quad (5.11)$$

г) Чутливість захисту перевіряється при к.з. в кінці суміжної ділянки (точка $K2$, рис. 5.2):

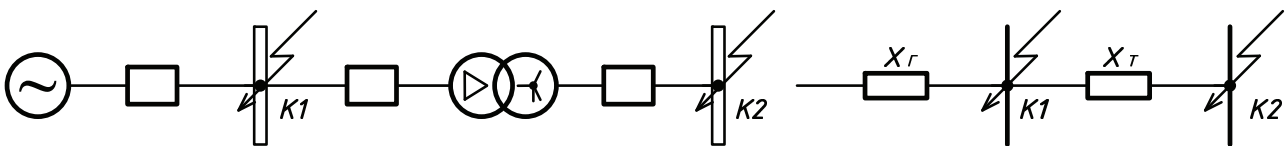


Рисунок 5.2 – Пояснювальна схема та заступна схема до прикладу розрахунку МСЗ

Для струмових реле:

$$K_{Ч} = \frac{I_{K2МН}^{(2)}}{I_{СПР.З}} \geq 1,2.$$

Для реле мінімальної напруги:

$$K_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{СПР.3}}}{U_{\text{К.МАКС}}} \geq 1,2,$$

де $U_{\text{К.МАКС}} = \sqrt{3} \cdot X_T \cdot I_{\text{К2}}$ – напруга на шинах генератора при трифазному к.з. в точці К2.

Для реле напруги, яке підключене на напругу зворотної послідовності:

$$K_{\text{ч}} = \frac{U_{2 \text{ ЗАХ.МИН}}}{U_{\text{СПР.3}}} \geq 1,5,$$

де $U_{2 \text{ ЗАХ.МИН}} = U_{2\text{К2}}^{(2)} - I_{2\text{К2}}^{(2)} \cdot X_T$ – напруга зворотної послідовності на шинах генератора при двофазному к.з. у точці К2.

Якщо чутливість блокування по напрузі виявляється недостатньою, тоді реле напруги слід приєднувати до трансформатора напруги тих шин, де чутливість є недостатньою.

При визначенні коефіцієнта чутливості розрахункові параметри необхідно приводити до одного ступеня напруги.

МСЗ зворотної послідовності.

Захист призначається для організації захисту ротора генератора від перегріву струмами зворотної послідовності та для резервування основних захистів при несиметричних к.з. Студентам необхідно знати наступне:

а) Обирання типу захисту залежить від параметрів генератора.

Для генераторів потужністю до 100 МВт з метою здійснення захисту використовуються фільтр-реле струму зворотної послідовності типу РТФ-7/1 та РТФ-7/2, які мають два реагуючих органи: відсічку зі струмом спрацювання відповідно 0,4-0,8 та 0,3-1,2 номінального струму генератора і сигнальний орган зі струмом спрацювання 0,04-0,08 та 0,1-0,2 від номінального струму генератора. Для турбогенераторів більшої потужності, які зазвичай експлуатуються у блоці з трансформаторами, використовується блок-реле струму зворотної послідовності з залежною витримкою часу типу РТФ-6М. Технічні дані та розрахунок захисту з реле РТФ-6М приведені у п. 5.4.3.

Для дії при несиметричних к.з. струмовий захист доповнюється приставкою, яка складається з одного реле, що включено на струм фази, та одного реле напруги, що включено на міжфазну напругу.

б) Струм спрацювання захисту, що діє на відключення, визначається тепловою постійною А генератора та допустимим часом усунення ненормального режиму $t_{\text{ДОП}} = 120$ с.

$$I_{2\text{СПР.3}} = \sqrt{\frac{A}{t_{\text{ДОП}}}} \cdot I_{\text{Г.НОМ}} \quad (5.12)$$

Зазвичай можна прийняти:

$$I_{2СПР.3} = (0,4 - 0,5) \cdot I_{Г.НОМ} \cdot$$

в) Чутливість захисту перевіряється при двофазному к.з. в наприкінці зони резервування, тобто при к.з. на шинах середньої або вищої напруги станції:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{2K}^{(2)}}{I_{2\text{ СПР.3}}} \geq 1,2.$$

г) Струм спрацювання сигнального органу захисту обирається з умови відстроювання від струму небалансу фільтр-реле та може бути прийнятим:

$$I_{2.СИГН} = 0,1 \cdot I_{Г.НОМ} \cdot \quad (5.13)$$

д) Обирання параметрів приставки, яка діє при симетричних к.з., відтворюється таким же чином, як і для МСЗ з блокуванням по напрузі, який був розглянутий раніше.

5.2 Захист знижувальних трансформаторів та автотрансформаторів

5.2.1 Загальні положення по вибору захисту

При проектуванні захисту знижувального трансформатора (автотрансформатора), студентам необхідно знати основні положення.

Основні захисти:

Реагують на види пошкоджень трансформатора або автотрансформатора (об'єкта) та діють на відключення об'єкта зі всіх боків без витримки часу. До них відносяться:

а) Подовжній диференційний струмовий захист від всіх видів замикань на виводах і в обмотках сторін з заземленою нейтраллю, а також від багатофазних замикань на виводах та в обмотках сторін з ізолюваною нейтраллю;

б) Газовий захист від замикань всередині кожуха об'єкта, які супроводжуються виділенням газу, а також при різкому зниженні рівня масла;

в) Диференційний струмовий захист додаткових елементів (додатковий трансформатор, ошикування).

Резервні захисти:

Резервують основні захисти та реагують на зовнішні к.з., та діють на відключення з двома витримками часу: з першою витримкою відключається вимикач зі сторони нижчої напруги, з другою (більшою) – всі вимикачі об'єкта. Вони мають декілька варіантів виконання:

а) МСЗ без пуску по напрузі;

- б) МСЗ з комбінованим пуском по напрузі;
- в) МСЗ зворотної послідовності для дії при несиметричних к.з. з приставкою для дії при симетричних к.з.

Резервні захисти від замикань на землю виконуються у вигляді МСЗ нульової послідовності.

Обирання варіанту резервного захисту розглянуто нижче, у п. 5.2.3.

Захисти, які діють на сигнал:

- а) Захист напруги нульової послідовності від замикань на землю на стороні обмотки нижчої напруги, яка працює з ізольованою нейтраллю;
- б) МСЗ від симетричних перевантажень. Для трансформаторів з однобічним живленням встановлюється тільки зі сторони живлення (якщо одна з обмоток має потужність 60%, тоді захист від перевантаження встановлюється і на цієї стороні), для автотрансформаторів і трансформаторів з двобічним живленням захист від перевантаження встановлюється на кожній стороні, а для автотрансформаторів ще і на нульових виводах спільної обмотки;
- в) Газовий захист, який діє на сигнал при слабкому газоутворенні.

5.2.2 Методика розрахунку основних захистів

Поздовжній диференційний захист.

Умови обирання струму спрацювання захисту визначають розрахункові режими та вимоги, які пред'являються до захисту у залежності від параметрів трансформатора або автотрансформатора.

а) Захист, що розглядається, застосовується для об'єктів потужністю 6300 кВА і більше, а також на об'єктах потужністю 4000 кВА при їх паралельній роботі (при меншій потужності об'єкта застосовується струмова відсічка у поєднанні з МСЗ). Захист виконується із застосуванням диференційних реле струму типів РНТ або ДЗТ, які мають трансформатори, що насичуються, гальмові обмотки. Вони забезпечують підвищене відстроювання від перехідних режимів з аперіодичною складовою струму. Обирання типу реле забезпечується розрахунками.

На трансформаторах потужністю до 25 МВА допускається виконання захисту з реле струму типу РТ-40, яке відстроєне за ступом спрацювання від кидків струму намагнічування та перехідних значень струму небалансу (диференційна відсічка), якщо при цьому забезпечується необхідна чутливість.

Для двообмоткових трансформаторів використовується дворелейна схема захисту, для триобмоткових трансформаторів та автотрансформаторів – трирелейна схема (ТС на стороні низької напруги з'єднуються в повну зірку для підвищення чутливості).

б) Для обирання струму спрацювання захисту за умовами відстроювання від струмів небалансу розглядаються такі режими, при яких струм небалансу буде найбільшим. Обирання розрахункових умов визначається параметрами системи і станції. Для об'єкту з однобічним живленням розрахунковим є трифазне к.з. на шинах середньої та нижчої напруги (СН і НН,

точки $K1$ та $K2$, рис. 5.3). При двобічному живленні розрахунковим може бути і к.з. на шинах вищої напруги (ВН, точка $K3$, рис. 5.3).

в) Для перевірки чутливості розглянуто такі режими, при яких чутливість буде мінімальною. При однобічному живленні коефіцієнт чутливості перевіряється при внутрішньому к.з. на стороні СН та НН у мінімальному режимі роботи системи і станції (точки $K4$ і $K5$, рис. 5.3). При двобічному живленні розрахунковим по чутливості може бути і однофазне або двофазне к.з. на стороні ВН (точка $K3$, рис. 5.3).

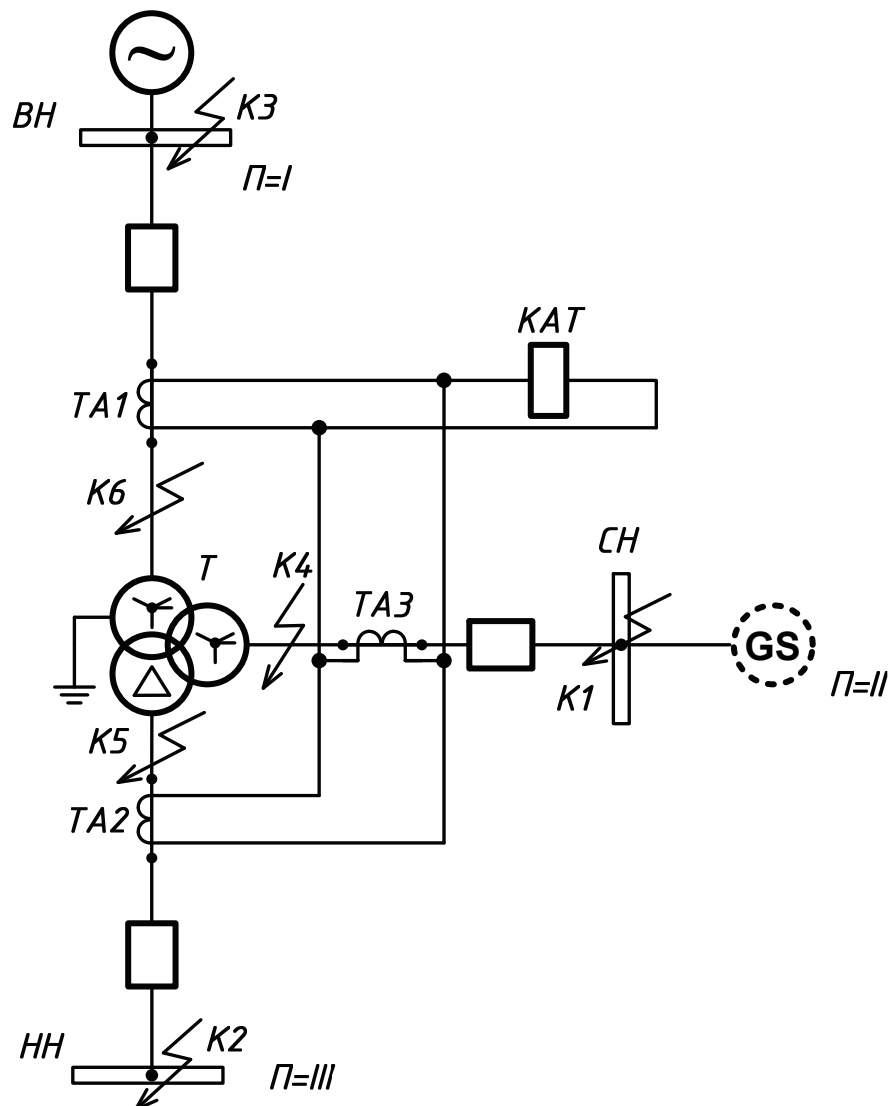


Рисунок 5.3 –Схема диференційного захисту трансформатора

Попередній розрахунок поздовжнього диференційного захисту і обирання типа реле.

Необхідно визначити струм спрацювання захисту за більшим з двох умов:

а) Відстроювання від кидка струму намагнічування, який виникає при включенні об'єкта на холостий хід або при відновленні напруги після відключення зовнішнього к.з.:

$$I_{СПР.3} = K_{ВДС} \cdot I_{НОМ}, \quad (5.14)$$

де $K_{ВДС}$ – коефіцієнт відстроювання, $K_{ВДС} = 1,3$ (для реле типу РНТ); $I_{НОМ}$ – номінальний струм тієї сторони трансформатора, напругу якої прийнято у якості розрахункової; для автотрансформатора при визначенні $I_{НОМ}$ використовується типова потужність.

б) Відстроювання від максимального струму небалансу, який виникає при зовнішньому к.з.:

$$I_{СПР.3} = K_{ВДС} \cdot I_{НБ.РОЗР}, \quad (5.15)$$

де $K_{ВДС}$ – коефіцієнт відстроювання по селективності, $K_{ВДС} = 1,3$ (для реле типу РНТ); $I_{НБ.РОЗР}$ – максимальний розрахунковий струм небалансу, який визначається як сума трьох складових, пропорціональних періодичної складової струму к.з.:

$$I_{НБ.РОЗР} = I_{НБ.РОЗР}^I + I_{НБ.РОЗР}^{II} + I_{НБ.РОЗР}^{III}. \quad (5.16)$$

Складова $I_{НБ.РОЗР}^I$ обумовлена похибкою трансформаторів струму:

$$I_{НБ.РОЗР}^I = K_A \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon_I \cdot I_{К.МАКС}^{(3)}, \quad (5.17)$$

де K_A , $K_{ОДН}$, ε_I , $I_{К.МАКС}^{(3)}$ – дивись значення для виразу (5.2).

Складова $I_{НБ.РОЗР}^{II}$ обумовлена регулюванням коефіцієнта трансформації силового трансформатора (автотрансформатора) після того, як захист був збалансований на середніх відпайках.

Ця складова визначається як сума струмів небалансу на сторонах, де є регулювання:

$$I_{НБ.РОЗР}^{II} = \sum_{n=1}^{III} \Delta U \cdot I_{К.МАКС_n}, \quad (5.18)$$

де ΔU – відносна похибка регулювання, приймається рівною половині діапазону регулювання сторони n об'єкту (якщо регулювання $\pm 12\%$, тоді $\Delta U = 0,12$);

$I_{К.МАКС_n}$ – максимальний періодичний струм к.з., який протікає по стороні n об'єкту (рис. 5.3).

Складова $I_{НБ.РОЗР}^{III}$ обумовлена неточністю установки на реле розрахункової кількості витків:

$$I_{НБ.РОЗР}^{III} = \sum_{n=1}^{III} \Delta W_n \cdot I_{К.МАКС_n}, \quad (5.19)$$

де $\Delta W_n = \frac{(W_{n.ROЗP} - W_n)}{W_{n.ROЗP}}$ – похибка вирівнювання для сторони n ; $W_{II.ROЗP}$ та W_n – розрахункові та фактичні кількості витків для сторони n об'єкту. При попередньому розрахунку складова $I_{НБ.ROЗP}^{III}$ не враховується.

в) Обрання типу реле виконується базуючись на оцінюванні чутливості захисту, яка визначається наближено, припускаючи, що весь струм пошкодження (приведений до вторинної сторони) потрапляє у реле.

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K.MIH}^{(2)}}{I_{СПР.З}} \geq 2,0.$$

Якщо чутливість є достатньою, тоді продовжують розрахунок захисту з реле РНТ.

У процесі розрахунку уставок реле, уточнений струм спрацювання захисту (з урахуванням $I_{НБ.ROЗP}^{III}$) може виявитися більшим ніж попередньо знайдений, а чутливість захисту недостатньою. У такому випадку перевіряється можливість знизити струм спрацювання захисту за рахунок складових $I_{НБ.ROЗP}^{II}$ та $I_{НБ.ROЗP}^{III}$. Складову $I_{НБ.ROЗP}^{II}$ можна не враховувати, якщо регулювання коефіцієнту трансформації об'єкту виконується не автоматично та рідко. В цьому випадку розрахунок уставок реле виконується для кожного положення перемикача відгалужень (зазвичай для верхнього та нижнього). Таким чином, при зміні положення перемикача має змінюватися і уставка, що встановлена на реле. Складову можна зменшити за рахунок більш раціонального обирання кількості витків реле шляхом змінювання коефіцієнтів трансформації ТС окремих сторін об'єкту. Якщо диференціальний захист з реле РНТ не забезпечує необхідної чутливості, а розрахунковим є відстроювання від струму небалансу, тоді використовують реле типу ДЗТ, яке має магнітне гальмування від наскрізного струму к.з.

г) При обиранні струму спрацювання з реле типа ДЗТ у виразах (5.14, 5.15) приймається $K_{ВДС} = 1,5$. Причому у якості розрахункового розглядається зовнішнє к.з., при якому гальмування відсутнє.

Визначення уставок реле РНТ.

Визначення кількості витків, які встановлюються на реле, виконується у наступному порядку:

а) Визначаються вторинні номінальні струми сторін трансформатора:

$$I_{2,n.HOM} = \frac{I_{1,n.HOM} \cdot K_{CX}}{k_{TA.n}}, \quad (5.20)$$

де $I_{1,n.HOM}$ – номінальний первинний струм сторони n об'єкту, який розраховується як

$$I_{1,n.HOM} = \frac{S_{HOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{1,n.HOM}};$$

K_{CX} коефіцієнт схеми з'єднання вторинних обмоток ТС, $K_{CX} = 1,0$ (при з'єднанні ТС у зірку), $K_{CX} = \sqrt{3}$ (при з'єднанні ТС у трикутник); $k_{TA,n}$ – коефіцієнт трансформації ТС на стороні n об'єкту (при обиранні $k_{TA,n}$ слід враховувати, що вторинні номінальні струми не мають чутливо перевищувати 5 або 1 А). Всі ці дані зручно представити у вигляді таблиці [7,8].

Сторона з найбільшим вторинним струмом приймається основною.

б) Визначається струм спрацювання для основної сторони об'єкта:

$$I_{СПР.Р.n} = \frac{I_{СПР.З} \cdot K_{CX} \cdot \left(\frac{U_{РОЗР.Н}}{U_{n.HOM}}\right)}{k_{TA,n}}, \quad (5.21)$$

де $U_{РОЗР.Н}$ – номінальна напруга сторони, яка відповідає розрахунковому ступеню напруги. Якщо розрахунок захисту виконується для різних положень перемикача відгалужень об'єкту, тоді це враховується при визначенні $I_{СПР.Р.n}$ введенням коефіцієнта $K_P = 1 + \Delta U$ та $K_P = 1 - \Delta U$ до чисельника виразу (5.21).

в) Знаходиться розрахункова кількість витків для основної сторони:

$$W_{ОСН.РОЗР} = \frac{F_{СПР.Р}}{I_{СПР.Р}}. \quad (5.22)$$

Якщо розрахункова кількість витків виявиться дрібною, тоді приймається найближче менше ціле значення $W_{ОСН}$.

г) Розрахункові кількості витків для інших сторін захисту обираються за умовами балансу в реле МРС пліч захисту при зовнішньому к.з. або в нормальному режимі (рис. 5.4, а).

$$I_{2,I} \cdot W_I = I_{2,III} \cdot W_{III} = I_{2,II} \cdot W_{II},$$

звідки

$$W_{n.РОЗР} = W_{ОСН} \cdot \frac{I_{2,ОСН.HOM}}{I_{2,n.HOM}}. \quad (5.23)$$

Для неосновних сторін до встановлення приймається найближче ціле значення W_n .

д) Знаходиться струм спрацювання захисту з урахуванням складової $I_{НБ.РОЗР}^{III}$ при к.з. на тій стороні, де струм небалансу найбільший, і уточнюється по виразу (5.21) струм спрацювання реле.

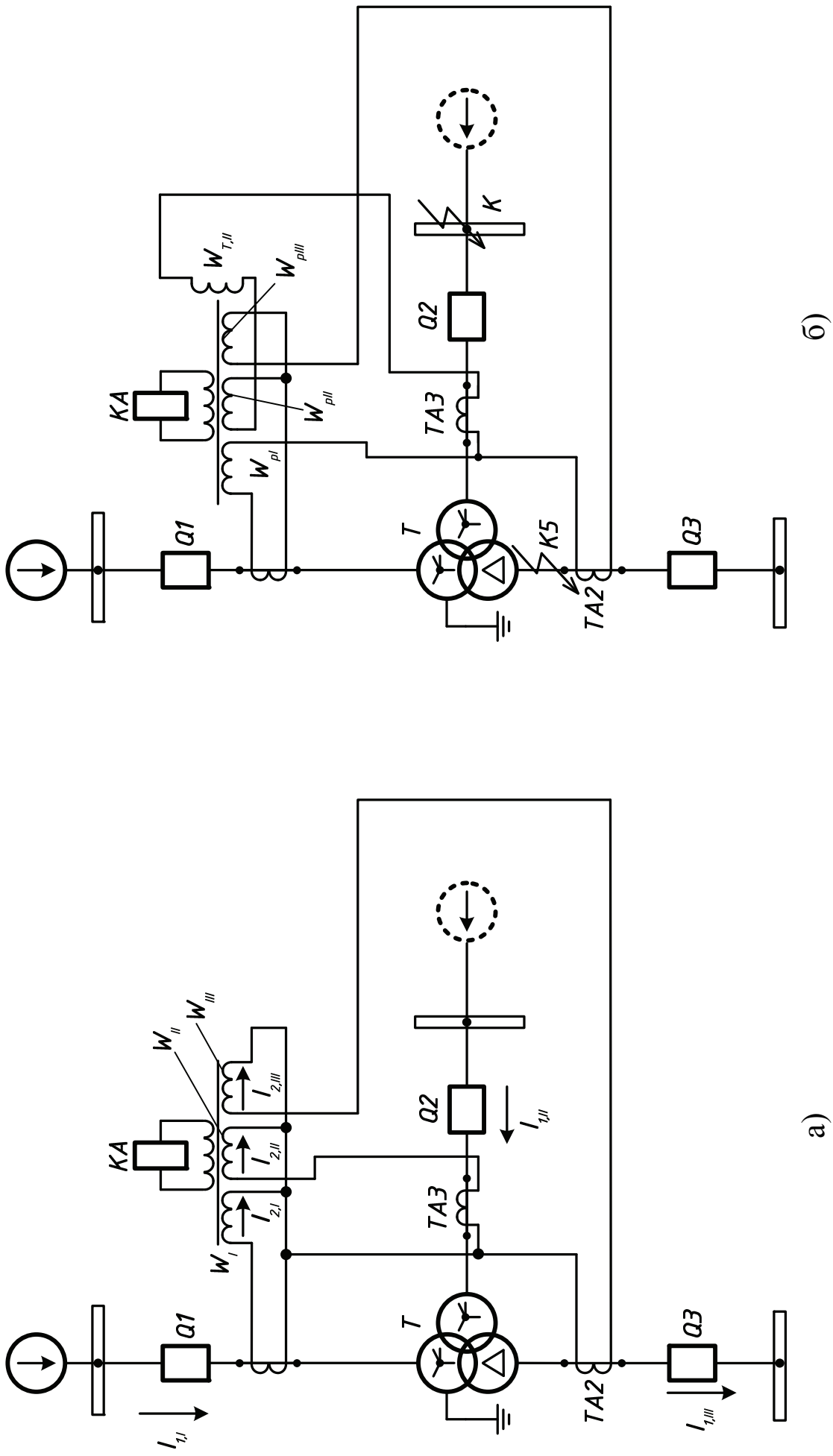


Рисунок 5.4 – Спрощена схема диференційного захисту трансформатора:
а – з реле РНТ; б – з реле ДЗТ

Якщо отримане значення $I_{СПР.3}$ є більшим, ніж раніш знайдене, тоді кількість витків на основній стороні приймається на один менше, а для неосновних сторін приймається найближче ціле значення витків.

Розрахунок повторюється до тих пір, доки не буде забезпечено умову:

$$I_{СПР.Р.i} \leq I_{СПР.Р.(i-1)},$$

де i – номер варіанту розрахунку при змінненні $W_{ОСН}$.

е) Чутливість захисту перевіряється при внутрішніх к.з. у розрахункових точках:

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sum_{n=1}^{\text{III}} I_{2n} \cdot W_n}{F_{СПР.Р}} \geq 2,0, \quad (5.24)$$

де $I_{2,n}$ – вторинний струм плеча захисту зі сторони n трансформатора при розрахунковому к.з. (визначається за схемами струморозподілу, які наведені у [8]).

Практично при збалансованих МРС пліч захисту коефіцієнт чутливості може бути визначеним по первинним струмам з похибкою менше 10%:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{К.МІН}^{(2)}}{I_{СПР.3}} \geq 2,0.$$

Обрання уставок реле ДЗТ

При використанні реле ДЗТ-11 обмотку гальмування включають на тій стороні, на якій к.з. дає найбільший струм небалансу (наприклад, точка $K1$, рис. 5.4, б). При цьому вказаний струм небалансу при обиранні струму спрацювання захисту не враховується. Включення гальмових обмоток для реле інших типів надано у [8]. Необхідно знати:

а) Визначення кількості витків $W_{Р.n}$, які встановлюються на робочих обмотках різних сторін об'єкта для забезпечення балансу МРС на реле, виконується таким саме чином, як і для реле типу РНТ, що розглянуто вище.

б) Необхідна кількість витків обмотки гальмування, для забезпечення надійного відстроювання реле від струму небалансу при даному виді к.з., визначається за виразом:

$$W_{Г.n} = \frac{K_{ВДС} \cdot I_{НБ.РОЗР}^I}{I_{1,Г.n}} \cdot \frac{W_{Р.n}}{\text{tg}(\alpha)}, \quad (5.25)$$

де $K_{ВДС}$ – коефіцієнт відстроювання, $K_{ВДС} = 1,5$; $I_{1,Г.n}$ – первинний струм гальмівної сторони п об'єкту; $\text{tg}(\alpha)$ – тангенс кута нахилу дотичної, що

проведена з початку координат до нижньої розрахункової по селективності гальмівної характеристики реле (рис.5.5).

в) Перевірка чутливості при внутрішніх пошкодженнях без гальмування (наприклад, точка К5, рис.5.4, б) виконується, як і для реле РНТ.

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sum_{n=1}^{\text{III}} I_{2,n} \cdot W_n}{F_{\text{СПР.Р.О}}} \geq 2,0, \quad (5.26)$$

де $F_{\text{СПР.Р.О}}$ – МРС спрацювання реле ДЗТ при відсутності гальмування.

г) Перевірка чутливості захисту при внутрішніх пошкодженнях з гальмуванням виконується наступним чином. Спочатку визначаються робоча та гальмівна МРС, що підводяться до реле при розрахунковому к.з.:

$$F_P = \sum_{n=1}^{\text{III}} I_{2,n} \cdot W_n, \quad F_G = \sum_{n=1}^{\text{III}} I_{2,n} \cdot W_{G,n}, \quad (5.27)$$

Для реле типу ДЗТ-11, яке має одну гальмівну обмотку на стороні n :

$$F_G = I_{2,n} \cdot W_{G,n}.$$

На гальмівній характеристиці реле (рис. 3.5) наноситься точка A , яка відповідає F_P і F_G при внутрішньому к.з. з гальмуванням. Точку A з'єднують з початком координат прямою лінією. Пересічення цієї лінії з гальмівною характеристикою реле, що відповідає максимальному гальмуванню (точка B , рис. 3.5), відповідає умові спрацювання захисту, і відповідна робоча н.с. є $F_{\text{СПР.Р.}}$.

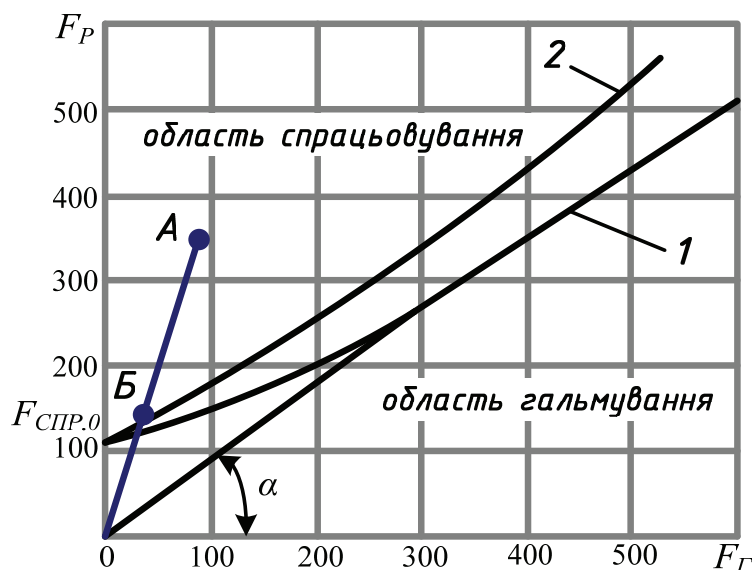


Рисунок 5.5 – Гальмівна характеристика реле типу ДЗТ-11 (1 – мінімальне гальмування; 2 – максимальне гальмування)

Коефіцієнт чутливості захисту буде визначатися за наступною формулою:

$$K_{\text{ч}} = \frac{F_p}{F_{\text{СПР.Р.Р}}} \geq 2,0. \quad (5.28)$$

Газовий захист.

Газовий захист є основним захистом. Тип газового реле однозначно визначається типом трансформатора [7,8]. Рекомендації щодо визначення уставки вимикаючого елемента газових реле приведені в [9].

Таблиця 5.3 – Уставки вимикаючого елемента газового реле, м/с

	РГЧЗ	BF 80/Q
Трансформатори потужністю до 40 МВА з природною циркуляцією масла	0,6	0,65
Трансформатори потужністю більше 40 МВА с дуттям	0,9	
Трансформатори будь-якої потужності з примусовою циркуляцією масла	1,2	1

5.2.3 Методика розрахунку резервного захисту

Обрання схеми резервного захисту.

Обирання схеми виконується у залежності від потужності, типу обладнання, що захищається (трансформатор або автотрансформатор), кількості обмоток, схеми живлення (двобічне, однобічне).

а) У якості резервного захисту від міжфазних к.з. для трансформаторів застосовується МСЗ без пуску або з комбінованим пуском по напрузі у залежності від чутливості захисту. Попередньо розраховується МСЗ без пуску по напрузі, а якщо чутливість захисту мала, тоді застосовується пуск по напрузі зі сторони НН.

Для двообмоткових трансформаторів захист виконується трифазним дворелейним зі сторони живлення.

Для триобмоткових трансформаторів з однобічним живленням МСЗ встановлюється зі сторони живлення та виконується трифазним трирелейним. Для забезпечення необхідної чутливості реалізують комбінований пуск по напрузі зі сторони СН та НН. Захист має дві витримки часу: з меншою витримкою часу відключається вимикач на боці СН, з більшою – всі вимикачі трансформатора.

Для трансформаторів з розщепленою обмоткою НН захист необхідно встановлювати на кожній з розщеплених обмоток та зі сторони живлення. Пуск по напрузі зі сторони НН застосовується при необхідності забезпечення чутливості.

Для триобмоткових трансформаторів з двобічним живленням МСЗ (як правило, з пуском по напрузі) встановлюється на кожній стороні.

б) Для автотрансформаторів (АТ) з однобічним живленням на стороні живлення встановлюється МСЗ з комбінованим пуском по напрузі, який може реалізовуватися зі сторони СН і НН. Захист має дві витримки часу: з меншою відключається вимикач зі сторони СН, з більшою – всі вимикачі АТ. Крім того, на стороні нижчої напруги також передбачається МСЗ з пуском або без пуску по напрузі.

Для автотрансформаторів з двобічним живленням на стороні ВН встановлюється МСЗ зворотної послідовності з приставкою для дії при симетричних к.з. з включенням блокувальних реле на сторонах СН та НН. Захист має дві витримки часу: з меншою відключається сторона СН, з більшою – всі вимикачі АТ. Для підвищення чутливості до к.з. на стороні СН і збереження живлення споживачів сторони НН цей захист може виконуватися направленим з першочерговим відключенням вимикача сторони ВН. На стороні вищої напруги передбачається МСЗ з пуском або без пуску по напрузі.

в) У якості захисту від замикань на землю передбачається МСЗ нульової послідовності.

Для трансформаторів цей захист встановлюється на стороні з глухозаземленою нейтраллю тільки при наявності живлення з обох сторін. Зазвичай ТС захисту встановлюється на шині, яка заземлює нульову точку трансформатора; можуть також використовуватися ТС, які вбудовані у виводи високої напруги трансформатора.

Для АТ захист виконується направленим та зазвичай встановлюється на стороні СН при однобічному живленні і на ВН та СН – при двосторонньому живленні. Захист кожної сторони виконується двоступінчатим та містить відсічку ($t_I = 0,5$ с) і МСЗ нульової послідовності. Відсічка призначається для узгодження перших ступенів захистів суміжних ліній різних сторін автотрансформатора. МСЗ забезпечує резервування захистів від к.з. на виводах трансформатора, шинах та лініях, що відходять. Кожна ступень захисту виконується з двома витримками часу: з меншою відключається вимикач на стороні встановлення захисту, з більшою – всі вимикачі АТ.

г) При оцінюванні чутливості захисту розглядають к.з. в кінці зони резервування, при цьому $K_{\text{ч}} \geq 1,2$. Якщо захист також виконує функцію захисту шин, тоді $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ (при к.з. на шинах в місці встановлення захисту).

Розрахунок МСЗ без пуску по напрузі.

Струм спрацювання захисту потрібно відстроювати від максимального струму навантаження:

$$I_{\text{СПР.З}} = \frac{K_{\text{ВДС}} \cdot K_{\text{САМ}}}{K_{\text{ПОВ}}} \cdot I_{\text{НАВ.МАКС}}, \quad (5.29)$$

де $K_{\text{ВДС}}$ – коефіцієнт відстроювання, $K_{\text{ВДС}} = 1,2$; $K_{\text{ПОВ}}$ – коефіцієнт повернення, $K_{\text{ПОВ}} = 0,8$ (для реле РТ-40); $K_{\text{САМ}}$ – коефіцієнт самозапуску електродвигунів (визначається розрахунком), $K_{\text{САМ}} = 1,5 \div 2,5$; $I_{\text{НАВ.МАКС}}$ – максимальний струм навантаження, зазвичай приймається рівним номінальному струму об'єкта.

Розрахунок МСЗ з пуском по напрузі

Розрахунок захисту виконується аналогічно відповідному захисту генератора. Відмінність є у виборі уставки спрацювання блокувального реле, яке включене на міжфазну напругу:

$$U_{СПР.3} = \frac{U_{МИН}}{K_{ВДС} - K_{ПОВ}}, \quad (5.30)$$

де $U_{МИН}$ – розрахункова напруга на шині після відключення зовнішнього к.з. в умовах самозапуску електродвигунів; $K_{ВДС}$ – коефіцієнт відстроювання, $K_{ВДС} = 1,2$; $K_{ПОВ}$ – коефіцієнт повернення реле мінімальної напруги, $K_{ПОВ} = 1,1$.

Можна $U_{СПР.3}$ визначити наближено за виразом (5.9).

Чутливість захисту визначається при к.з. на шині СН та НН. При двобічному живленні чутливість доцільно перевіряти і при к.з. на стороні ВН.

Розрахунок МСЗ зворотної послідовності

Струм спрацювання захисту обирають з умови відстроювання від струму зворотної послідовності, який протікає через захист при несиметричних к.з. в кінці зони дії того захисту, з яким здійснюється узгодження:

$$I_{2.СПР.3} = K_{ВДС} \cdot I_{2.РОЗР}, \quad (5.31)$$

де $K_{ВДС}$ – коефіцієнт відстроювання, $K_{ВДС} = 1,2$.

Крім того, захист повинен бути відстроєний від неповнофазного режиму роботи мережі. Детально розрахунок складової струму зворотної послідовності наведено у [8]. Наближено, з запасом можна прийняти:

$$I_{2.СПР.3} = 0,75 \cdot I_{НАВ.МАКС}, \quad (5.32)$$

де $I_{НАВ.МАКС}$ – максимальний струм навантаження елемента, на якому розглядається розрив.

Чутливість захисту перевіряється по струму зворотної послідовності при двофазному к.з. на шині СН та НН.

МСЗ нульової послідовності

а) Струм спрацювання відсічки нульової послідовності відстроюється від максимального струму нульової послідовності ($3I_{0.РОЗР}$), який протікає через АТ при замиканнях на землю в кінці зони дії перших ступенів захисту нульової послідовності ліній, що відходять

$$I_{СПР.3.0} = K_{ВДС} \cdot 3I_{0.РОЗР}, \quad (5.33)$$

де $K_{ВДС}$ – коефіцієнт відстроювання, $K_{ВДС} = 1,1 \div 1,2$.

б) Струм спрацювання МСЗ обирається з умови погодження з чутливими ступенями струмових захистів нульової послідовності ліній, що відходять, у відповідності з (5.33). Крім того, захист повинен бути відстроєним від струму небалансу при зовнішніх трифазних к.з. на шинах підстанції:

$$I_{СПР.З} = K_{ВДС} \cdot I_{НБ.РОЗР}, \quad I_{НБ.РОЗР} = K_A \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon_I \cdot I_{К.МАКС}^{(3)}, \quad (5.34)$$

де $K_{ВДС}$ – коефіцієнт відстроювання, $K_{ВДС} = 1,25$; K_A – коефіцієнт, який враховує наявність аперіодичної складової у струмі к.з. ($K_A = 1,0$ при $t_{СПР.З} = 0,1$ с); $K_{ОДН}$ – коефіцієнт однотипності ТС; ε_I – відносна максимальна похибка ТС, $\varepsilon_i = 0,1$.

в) Чутливість відсічки перевіряється при однофазному к.з. на шинах у місці встановлення захисту:

$$K_{Ч} = \frac{3I_{0.К}}{I_{СПР.З}}$$

Чутливість МСЗ визначається при к.з. в кінці зони резервування.

5.3 Захист підвищувальних силових трансформаторів та автотрансформаторів

5.3.1 Загальні положення щодо вибору захистів

При виконанні курсової роботи необхідно знати наступні положення.

Основні захисти. Застосовуються в повному обсязі ті ж самі захисти, що для знижувальних трансформаторів та автотрансформаторів.

Резервні захисти. Застосовуються ті ж самі захисти, що і для знижувальних трансформаторів та автотрансформаторів з двостороннім живленням.

Захисти, що діють на сигнал:

МСЗ від симетричного перевантаження та газовий захист, який реагує на повільне виділення газу. Особливості встановлення МСЗ від перевантаження розглянуті у п. 5.2.1.

5.3.2 Особливості розрахунку захистів

Основні захисти.

Розрахунковими умовами для вибору струму спрацювання диференційного захисту є зовнішні к.з. на шинах всіх напруг. Чутливість захисту перевіряється при внутрішньому к.з. на виводах всіх сторін трансформатора та при різних видах к.з. При декількох трансформаторах та автотрансформаторах на підстанції розрахунковим завжди є режим розділеної

роботи. Методика розрахунку захистів відповідає викладеній у п. 5.2.2.

Резервні захисти.

В цілому розрахунок резервних захистів відповідає методиці, яка викладена у п. 5.2.3. Оскільки ці захисти встановлюються на кожній стороні трансформатора або автотрансформатора і резервують захисти шин та приєднань, що відходять, то чутливість перевіряється при к.з. на цих шинах.

5.4 Захист блоків генератор-трансформатор (автотрансформатор)

5.4.1 Загальні положення по вибору захисту

При проектуванні захист блоків, необхідно освоїти основні положення.

Основні захисти.

Реагують на всі пошкодження блоку та діють на відключення всіх вимикачів блоку, АГП, трансформатора власних потреб (ТВП). Для блоків потужністю 160 МВт та вище одночасно подається команда на останов турбіни і котла. У якості основних захистів можуть застосовуватися:

а) Загальний подовжній диференційний захист блоку від всіх видів к.з. на виводах і в обмотках трансформаторів з глухозаземленою нейтраллю, а також від міжфазних замикань на виводах і в обмотках трансформаторів з ізолюваною нейтраллю та генераторів;

б) Окремий подовжній диференційний захист генератора від міжфазних пошкоджень;

в) Подовжній диференційний захист трансформатора від всіх видів к.з. на виводах і в обмотках трансформатора з глухозаземленою нейтраллю, а також від міжфазних замикань на виводах і в обмотках трансформатора з ізолюваною нейтраллю;

г) Односистемний поперечний диференційний захист генератора від замикань між витками однієї фази;

д) Газовий захист від замикань усередині кожуха трансформатора (автотрансформатора), які супроводжуються виділенням газу, а також при різкому зниженні рівня масла;

е) Захист від підвищення напруги зі струмовим блокуванням (встановлюється на блоках 160 МВт та більше);

ж) Захист від замикань на землю в обмотці статора (на блоках малої потужності з посереднім охолодженням обмоток цей захист працює на сигнал);

з) Захист від замикань на землю в обмотці ротора (на генераторах з посереднім охолодженням обмоток працює на сигнал);

и) Захист від перевантаження ротора струмом збудження.

Резервні захисти.

Резервують основні захисти блоку та реагують на зовнішні к.з., діють на відключення з двома витримками часу: з меншою відключаються вимикачі

блоку з одночасним переводом теплової частини блоку у режим холостого ходу; з більшою витримкою часу вводиться АГП, відключається ТВП, виконується останів турбіни та гасіння котла. У якості резервних захистів застосовуються:

- а) МСЗ з комбінованим пуском по напрузі для дії при міжфазних к.з.;
- б) Струмівий захист зворотної послідовності для дії при несиметричних к.з. та перевантаженнях з приставкою (одне реле струму, що включене на фазний струм, і одне реле напруги, що включене на міжфазну напругу) для дії при симетричних к.з.;
- в) МСЗ нульової послідовності для дії при однофазних коротких замиканнях на сторонах трансформатора з глухозаземленою нейтраллю;
- г) Одноступінчатий дистанційний захист для дії при симетричних к.з.

Захисти, які діють на сигнал:

- а) Захист генератора від перевантаження струмами зворотної послідовності;
- б) Захист від симетричного перевантаження блоку;
- в) Газовий захист, який діє на сигнал при слабому газоутворенні.

5.4.2 Методика розрахунку основних захистів

Подовжній диференційний захист блоку.

Умови вибору подовжнього диференційного захисту блоку визначають розрахункові режими та вимоги, які пред'являються до захисту у залежності від схеми і параметрів блоку.

- а) Для блоків з вимикачами між генератором і трансформатором (автотрансформатором) застосовуються окремі захисти кожного елемента;
- б) Для блоків без вимикача у колі генератора застосовується загальний диференційний захист блоку (рис. 5.6). Окремий диференційний захист генератора наряду з загальним диференційним захистом блока використовується у наступних випадках:

- При потужності генератора до 100 МВт, якщо струм спрацювання захисту блока перевищує 1,5 номінального струму генератора;
- При потужності генератора 100 МВт з метою виконання захисту зі струмом спрацювання менше номінального для підвищення чутливості;
- При потужності генератора 150 МВт і вище застосовують у всіх випадках окрему трифазну, трирелейну схему захисту на диференційних реле з гальмуванням типу ДЗТ-11/5.

Окремий диференційний захист трансформатора використовується замість загального захисту блоку, якщо у нейтралі генератора ТС мають лише два осердя на фазу і при підключенні до одного осердя диференційного захисту блока і резервних захистів ТС стають перевантаженими.

- в) Для блоків з додатковим регулюючим трансформатором зазвичай встановлюються три диференційних захисти: генератора, трансформатора (автотрансформатора), додаткового регулюючого трансформатора;

г) Для вибору струму спрацювання загального подовжнього диференційного захисту блоку за умовами відстроювання від струму небалансу розглядаються зовнішні трифазні к.з. на шинах ВН та СН (точки $K1$ і $K2$, рис. 5.6). При наявності вимикача $Q3$ на генераторній напрузі у колі трансформатора власних потреб (ТВП) розглядають також точку $K3$, яка зазвичай і є розрахунковою. При відсутності такого вимикача виконується відстроювання від струму к.з. за ТВП (точка $K7$, рис. 5.6).

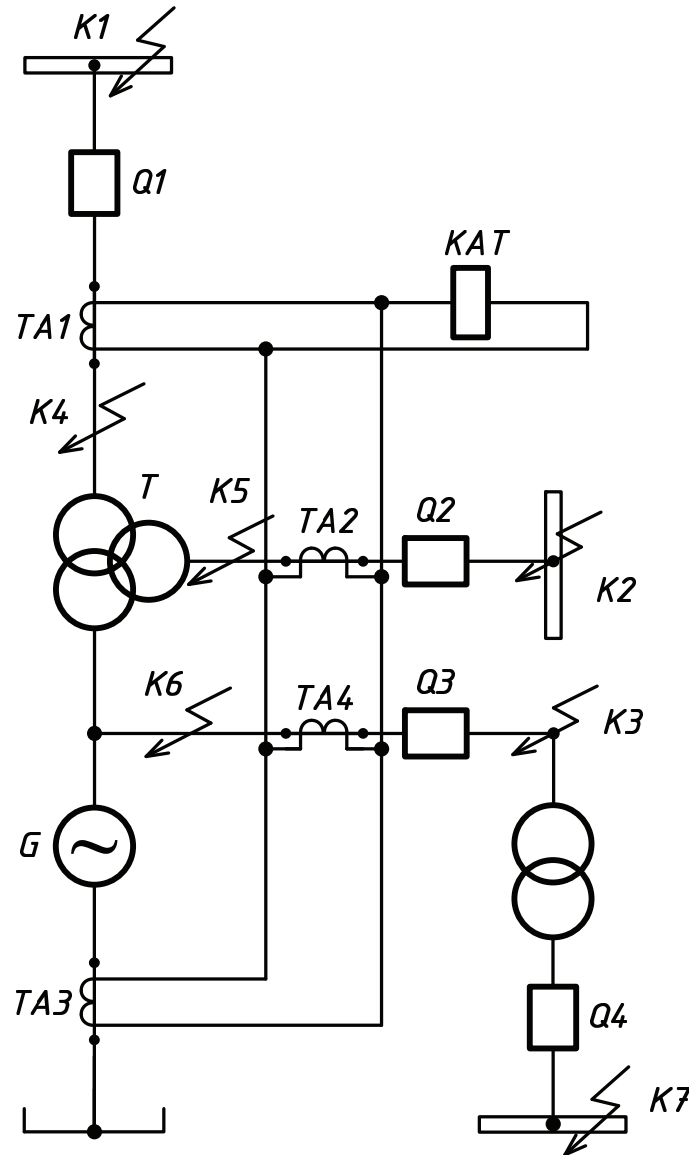


Рисунок 5.6 – Схема диференційного захисту блоку генератор-трансформатор (автотрансформатор)

Розрахункові умови для вибору струму спрацювання окремих захистів генератора і трансформатора розглянуті раніше у пп. 5.1.2 та 5.2.2.

д) Для перевірки чутливості загального подовжнього диференційного захисту блоку розглядаються внутрішні, зазвичай двофазні к.з. на всіх сторонах блоку (точки $K4$, $K5$, $K6$, рис. 5.6). У точці $K4$ чутливість перевіряється і при однофазному к.з.

Розрахунок диференційного захисту.

Методика розрахунку диференційного захисту блоку аналогічна методиці розрахунку диференційного захисту трансформатора (п. 5.2.2).

а) При наявності вимикача у колі ТВП струм спрацювання захисту вибирається більшим з двох умов: відстроювання від кидка струму намагнічування (3.14) і відстроювання від струму небалансу (5.15).

б) При відсутності вимикача у колі ТВП струм спрацювання захисту вибирається більшим з трьох умов: (5.14), (5.15), а також за умовою відстроювання від к.з. за ТВП (точка К6, рис. 5.6). Трансформатори струму ТА4 при цьому у захисті не використовуються.

$$I_{СПР.З} = K_{ВДС} \cdot I_{К.МАКС}^{(3)}, \quad (5.35)$$

де $K_{ВДС}$ – коефіцієнт відстроювання по селективності, $K_{ВДС} = 1,3$.

Якщо умова (5.35) виявиться суттєво більшою ніж (5.14), (5.15) і чутливість захисту не буде забезпечуватися, тоді слід додати до захисту блока ТС на ВН ТВП (ТА4, рис. 5.6). При цьому умова (5.35) не враховується.

в) Чутливість перевіряється по (5.26) при к.з. в розрахункових точках. Схеми струморозподілу у колах захисту при різних к.з. наведені у [10].

З метою спрощення, коефіцієнт чутливості може визначатися наближено:

$$K_{ч} = \frac{I_{2n.ПОВН}}{I_{СПР.Р.n}},$$

де $I_{2n.ПОВН}$ – вторинний струм плеча захисту сторони n , який відповідає повному струму к.з. з урахуванням виду пошкодження і схеми з'єднання ТС; $I_{СПР.Р.n}$ – струм спрацювання захисту на стороні n .

Захист від замикань на землю обмотки статора

Захист у курсовій роботі виконують як захист максимальної напруги нульової послідовності з реле РН-53/60Д (термічно стійке), $U_{с.р} = 15$ В. Захист має високу чутливість при к.з. на виводах генератора [10], але мертву зону при замиканні поблизу нейтралі. Для скорочення мертвої зони використовують модернізоване реле напруги типу РНН-57 з уставками (4-8)В [6]. На потужних блоках захист виконують двоступінчатим:

I ступень – РНН-57 $U_{СПР.Р} = 5 \div 6$ В, діє на сигнал;

II ступень – РН-53/60Д $U_{СПР.Р} = 50$ В – відключення блоку.

Може бути також встановлений захист ЗЗГ, який не має мертвої зони.

Захист від підвищення напруги зі струмовим блокуванням.

Захист запобігає підвищенню напруги у режимі неробочого ходу, який контролюється по відсутності струму в колі генератора з допомогою трифазного струмового реле типу РТ-40/Р. необхідно вибрати:

Напругу спрацювання захисту:

$$U_{СПР.3} = 1,2 \cdot U_{Г.НОМ}$$

Струм спрацювання блокувального органу:

$$I_{СПР.3} = 1 \cdot I_{Г.НОМ}$$

Витримка часу:

$$t_{СПР.3} = 3,0 \text{ с.}$$

5.4.3 Методика розрахунку резервного захисту

Вибір схеми резервних захистів виконується у залежності від схеми і типу обладнання блоку, що захищається.

а) Для блоків з вимикачем між генератором і трансформатором (автотрансформатором) застосовуються захисти, які рекомендуються окремо для кожного елемента (пп. 5.1.3, 5.2.3).

б) На блоках з двообмотковими трансформаторами (тут і далі без вимикача у колі трансформатора) встановлюються наступні захисти: МСЗ зворотної послідовності з приставкою (підключається до ТС в нейтралі генератора) та МСЗ нульової послідовності на стороні вищої напруги.

в) На блоках з автотрансформаторами встановлюються ті ж захисти, що і в п., але МСЗ нульової послідовності виконується направленим та двоступінчатим.

г) На блоках з триобмотковими трансформаторами встановлюються ті ж захисти, що і в п. Крім того, передбачаються резервні захисти від міжфазних к.з. на сторонах ВН і СН, якщо резервні захисти генераторів виявляються нечутливими.

д) Вибір виконання струмового захисту зворотної послідовності залежить від потужності генератора. При потужності до 100 МВт застосовується фільтр-реле типів РТФ-8 та РТФ-7/1, РТФ-7/2 (див. п. 5.1.3). При потужності генератора 100 МВт і більше використовується реле типу РТФ-6М, яке складається з наступних органів:

1. Інтегруючий орган, який спрацюває з залежною від струму зворотної послідовності I_2 витримкою часу $t_{СПР.3}$.

$$t_{СПР.3} = A / I_{*2}^2,$$

де A – теплова постійна (на реле виконуються уставки $A = 5 \div 10; 10 \div 20; 20 \div 45$);

$I_{*2} = \frac{I_2}{I_{Г.НОМ}}$ – кратність струму I_2 відносно до номінального струму генератора;

2. Пусковий орган, який допускає до роботи інтегральної з діапазоном уставки спрацювання від 0,08 до 0,36 номінального струму генератора;

3. Відсічка першого ступеня (I) зі струмом спрацювання $(0,7 \div 1,9) \cdot I_{Г.НОМ}$;

4. Відсічка другого ступеня (II) зі струмом спрацювання $(0,4 \div 1,2) \cdot I_{Г.НОМ}$;

5. Сигнальний орган зі струмом спрацювання $(0,05 \div 0,3) \cdot I_{Г.НОМ}$.

Розрахунок струмового захисту зворотної послідовності на реле РТФ-6М виконується наступним чином.

Струм спрацювання відсічки I вибирається з умови забезпечення коефіцієнта чутливості не менше 2,0 при к.з. на стороні генераторної напруги:

$$I_{2СПР.3}^I \leq (I_2^{(2)} / K_{\text{ч}}) \leq (I_2^{(2)} / 2). \quad (5.36)$$

Витримка часу визначається з умови узгодження з швидкодіючими захистами генератора $t_{СПР.3}^I = (0,4 \div 0,5) \text{ с}$. Для генераторів, які працюють в блоці з трансформаторами, зона дії відсічки I обмежується генераторною напругою, для чого вводиться блокування по напрузі на стороні вищої напруги з уставкою $U_{СПР.Р} = 35 \text{ В}$.

Струм спрацювання відсічки II вибирається з умови узгодження з захистами суміжних елементів мережі ВН:

$$I_{2СПР.3}^{II} \leq K_{ВІДС} \cdot K_{СТР} \cdot I_{2СПР.3.СУМІЖ}, \quad (5.37)$$

де $K_{ВІДС}$ – коефіцієнт відстроювання, $K_{ВІДС} = 1,1 \div 1,2$; $K_{СТР}$ – коефіцієнт струморозподілу, який визначається як відношення струмів зворотної послідовності, які протікають через генератор і суміжний захист при к.з. в кінці зони дії цього суміжного захисту; $I_{2.С.З.СУМІЖ}$ – струм I_2 , який проходить через суміжний захист, на межі його спрацювання.

Витримка часу також узгоджується з суміжним захистом

$$t_{СПР.3}^{II} \leq t_{СПР.3.СУМІЖ} + \Delta t.$$

Ця витримка часу повинна бути меншою ніж час інтегрального органу.

Для інтегрального органу задається параметр А, який відповідає типу генератора, та визначається струм спрацювання пускового органу з умови надійного пуску при максимальній витримці часу інтегрального органу:

$$I_{2 \text{ ПУСК}} = \frac{1}{K_{ВІДС} \cdot K_{ПОВ}} \cdot \sqrt{\frac{A}{t_{ДОП.МАКС}}} \cdot I_{Г.НОМ},$$

де $K_{ВІДС}$ – коефіцієнт відстроювання, $K_{ВІДС} = 1,1$; $K_{ПОВ}$ – коефіцієнт повернення пускового реле, $K_{ПОВ} = 0,95$; $t_{ДОП.МАКС} = 600 \text{ с}$ – максимальна витримка часу інтегрального органу.

Струм спрацювання сигнального органу визначається з умови відстроювання від тривало допустимого струму зворотної послідовності. Так як для турбогенераторів з безпосереднім охолодженням обмоток статора і ротора $I_{2 \text{ ТРИВ.ДОП}} = 0,05 \cdot I_{Г.НОМ}$, приймаємо:

$$I_{2 \text{ СИГН}} = 0,05 \cdot I_{Г.НОМ} \cdot \quad (5.39)$$

Витримка часу сигнального органу приймається таким чином, щоб сигнал не діяв при короткому замиканні у мережі. Зазвичай $t_{СПР.3}^{III} = (7 \div 8) \text{ с}$.

5.5 Захист повітряних ліній у мережах 110-500 кВ

5.5.1 Загальні положення щодо вибору захисту

Проектуючи захист ліній, студенти мають знати наступні відомості щодо захисту.

Основні захисти.

Забезпечують першочергове відключення пошкоджень в будь-якій точці ділянки, що захищається. Для ліній 330 кВ і вище у якості основного необхідно передбачити захист, який діє без витримки часу при к.з. у будь-якій й точці лінії, що захищається. Для ліній 110-220 кВ питання по застосуванню швидкодіючих захистів вирішується виходячи з вимоги збереження стійкості роботи енергосистеми. У якості наближеного критерію необхідності застосування швидкодіючих захистів ПУЕ рекомендує визначати залишкову напругу на шинах електростанцій та вузлових підстанцій при трифазних к.з. у тій точці мережі, що нас цікавить. Ця напруга повинна бути не нижче ніж $(0,6 \div 0,7) \cdot U_{НОМ}$. Менше значення напруги $(0,6 \cdot U_{НОМ})$ може бути допущеним для ліній 110 кВ, менш відповідальних ліній 220 кВ, а також для більш відповідальних ліній 220 кВ, коли к.з., що розглядається не призведе до значного скидання навантаження.

Резервні захисти.

Забезпечують відключення пошкодженої лінії при відмові у роботі основного захисту або вимикача. Розрізняють резервні захисти ближньої дії, які відключають пошкодження в будь-якій точці захисної ділянки при відмові її основного захисту, і резервні захисти дальньої дії, які створюють умови для відключення захисної ділянки при к.з. на суміжній ділянці і відмові захисту або вимикача суміжної ділянки.

Додаткові захисти.

Забезпечують часткове дублювання основного захисту і діють одночасно з ним. Зазвичай це простий захист, який заснований на іншому принципі, ніж основний захист.

а) На одиночних лініях з однобічним живленням для захисту від багатозазних к.з. слід встановлювати ступінчаті струмові або ступінчаті захисти струму і напруги. Якщо ці захисти не задовольняють вимогам чутливості або швидкості відключення пошкодження або якщо це є доцільним по умові узгодження захистів суміжних ділянок з захистом даної ділянки,

необхідна бути передбаченим ступінчатий дистанційний захист та у якості додаткового – струмова відсічка без витримки часу. Від замикань на землю передбачається ступінчатий струмовий направлений або ненаправлений захист нульової послідовності.

б) На одиночних лініях, які мають живлення з двох або більш сторін (останнє – на лініях з відгалуженням), як при наявності, так і при відсутності обхідних зв'язків, а також на лініях, які входять до кільцевої мережі з однією точкою живлення, від багатofазних к.з. повинна бути передбаченим ступінчатий дистанційний захист, який використовується у якості резервного або основного (останнє – тільки на лініях 110-220 кВ) і у якості додаткового – струмова відсічка без витримки часу. Від замикань на землю передбачається ступінчатий струмовий направлений або ненаправлений захист нульової послідовності.

в) На паралельних лініях, які мають живлення з двох або більше сторін, а також на кінці, що живить паралельних ліній з однобічним живленням можуть бути використані ті ж захисти, що і на відповідних одиночних лініях. Для прискорення відключення пошкоджень, а також, якщо розглянуті вище захисти не задовольняють вимогам швидкодії на лініях з однобічним живленням або двобічним живленням, у якості основного застосовується поперечний диференційний струмовий направлений захист (на приймальному кінці його встановлення обов'язкове у будь-якому випадку).

г) Якщо розглянуті вище (у пп. б і в) захисти не задовольняють вимогам швидкодії, у якості основних захистів одиночних та паралельних ліній з двобічним живленням слід передбачати високочастотні (в.ч.) і подовжні диференційні захисти.

На лініях 330-500 кВ у додаток до високочастотного захисту передбачається пристрій передачі в.ч. сигналу, що відключає або в.ч. сигналу, що дозволяє для прискорення дії ступінчатого резервного захисту, якщо цей пристрій передбачено для інших цілей. На лініях 500 кВ цей пристрій може встановлюватись спеціально для релейного захисту.

На лініях 110-220 кВ використання передачі сигналу, що відключає для прискорення дії ступінчатих захистів допускається, коли це необхідно по умовам швидкодії або чутливості (наприклад, на лініях з відгалуженнями).

Якщо у якості основного захисту застосовуються в.ч. захисти або подовжні диференційні захисти, то у якості резервних мають бути використані:

- Ступінчатий дистанційний від міжфазних к.з.;
- Ступінчатий струмовий направлений або ненаправлений захист нульової послідовності від замикань на землю.

5.5.2 Методика розрахунку захистів

Максимальні струмові захисти від міжфазних к.з.

Загальні положення. Ці захисти зазвичай виконуються трьохступінчатими (можливе і двохступінчатим виконанням): відсічка першого ступеня (без витримки часу); відсічка другого ступеня (з невеликою витримкою

часу); максимальний струмовий захист. Для реалізації захистів використовуються реле максимального струму типу РТ-40 і різні комплектні захисти на базі цих реле (КЗ-9 та КЗ-17).

Відсічка першого ступеня

Струм спрацювання відсічки першого ступеня лінії з однобічним живленням відстроюється від максимального струму к.з. за вимикачем суміжної ділянки:

$$I_{СПР.З}^I = K_{ВДС} \cdot I_{К.МАКС.СУМІЖ} \quad (5.40)$$

де $K_{ВДС}$ – коефіцієнт відстроювання, $K_{ВДС} = 1,2 \div 1,3$. Якщо лінія живить трансформатори, які не мають вимикачів на стороні вищої напруги, тоді розрахунковим є к.з. за вимикачем на стороні нижчої напруги трансформатора. У цьому випадку, $K_{ВДС} = 1,3$.

Оцінювання чутливості відсічки першої ступені виконується по величині захисної зони або по коефіцієнту чутливості (якщо розрахунковою є відсічка від к.з. за трансформатором). Зона, яка захищається відсічкою, визначається по кривим спаду струму к.з. у мінімальному і максимальному режимах (рис. 5.7).

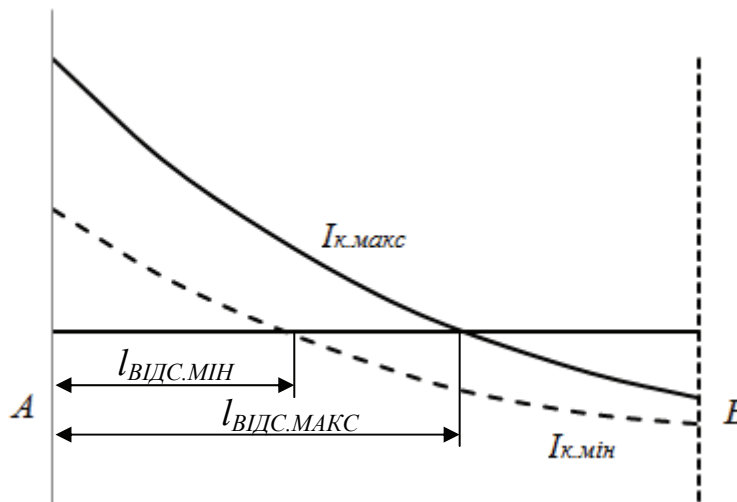


Рисунок 5.7 – Визначення зони дії відсічки

Якщо відсічка відстроєна від к.з. за трансформатором, вона зазвичай захищає всю лінію. В цьому випадку визначаються як зони дії, так і коефіцієнт чутливості при к.з. за трансформатором.

$$K_{ч}^I = \frac{I_{К.МІН}^{(2)}}{I_{СПР.З}^I} \quad (5.41)$$

Якщо $K_{ч}^I \geq 1,3$, відсічка використовується у якості основного захисту.

Відсічка другого ступеня

Струм спрацювання відсічки другого ступеня відстроюють від струмів спрацювання відсічки першого або другого ступенів захисту суміжної лінії ($K_{ВДС}=1,1$):

$$I_{С.З.}^{II} = K_{ВДС} \cdot I_{С.З.СУМІЖ}^{I(II)} \quad (5.42)$$

І перевіряють відстроювання від к.з. за трансформатором підстанції, що приймає (при наявності вимикача на стороні високої напруги трансформатора):

$$I_{С.З.}^{II} = K_{ВДС} \cdot I_{К.МАКС} \quad (5.43)$$

Розрахунковим є більше із значень, що отримано по формулам (5.42) та (5.43).

Витримка часу другої ступені приймається на ступень селективності Δt більше витримок часу ступенів захисту, від яких виконувалось відстроювання.

$$t_{С.З.}^{II} = t_{С.З.СУМІЖ}^{I(II)} + \Delta t. \quad (5.44)$$

Чутливість відсічки другої ступені перевіряється при металічному к.з. в кінці лінії, що захищається у мінімальному режимі:

$$K_{Ч} = \frac{I_{К.МІН}^{(2)}}{I_{СПР.З}^{II}} \geq 1,5.$$

Третій ступень – максимальний струмовий захист (МСЗ)

Струм спрацювання МСЗ відстроюють від максимального струму навантаження приєднання:

$$I_{СПР.З}^{III} = \frac{K_{ВДС} \cdot K_{САМ}}{K_{ПОВ}} \cdot I_{НАВ.МАКС.Σ}, \quad (5.45)$$

де $K_{ВДС}$ – коефіцієнт відстроювання, $K_{ВДС} = 1,2$; $K_{ПОВ}$ – коефіцієнт повернення, $K_{ПОВ} = 0,8$ (для реле РТ-40); $K_{САМ}$ – коефіцієнт самозапуску електродвигунів, $K_{САМ} = 1,5 \div 2,5$.

$$I_{НАВ.МАКС.Σ} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot 0,9 \cdot U_{НОМ}}.$$

Перевіряється відстроювання від струмів спрацювання других та третіх ступенів суміжних ліній.

$$I_{СПР.3.}^{III} = K_{ВДС} \cdot I_{СПР.3.СУМІЖ}^{II(III)},$$

Витримка часу третьої ступені захисту приймається на ступень селективності більше ніж витримки часу захистів, від яких виконується відстроювання, аналогічно (5.44).

Чутливість третьої ступені захисту перевіряється при к.з. в кінці суміжної ділянки у мінімальному режимі.

$$K_{\text{Ч}}^{III} = \frac{I_{К.МІН}^{(2)}}{I_{СПР.3.}^{III}} \geq 1,2.$$

Струмові відсічки першої ступені для ліній з двобічним живленням

Струм спрацювання відсічки в цьому випадку вибирають за найбільшим з отриманих значень струмів з двох умов:

а) Відстроювання від максимального струму при зовнішньому к.з. на шинах у місці встановлення захисту (або на шинах протилежної підстанції) за виразом (5.40);

б) Відстроювання від максимального струму качаній, який виникає при розходженні ЕРС паралельно працюючих станцій, на 180°:

$$I_{СПР.3.} = K_{ВДС} \cdot I_{КАЧ.МАКС}, \quad (5.46)$$

де $K_{ВДС}$ – коефіцієнт відстроювання, $K_{ВДС} = 1,2$;

$$I_{КАЧ.МАКС} = \frac{2 \cdot E_{\Phi}}{X_{ЕКВ.МІН}} \cdot I_{Б}, \quad E_{\Phi} = \frac{1,05 \cdot U_{РОЗР.НОМ}}{\sqrt{3}},$$

де $U_{РОЗР.НОМ} = 1$ в.о.; $X_{ЕКВ.МІН}$ – еквівалентний мінімальний опір зв'язку між паралельно працюючими станціями А і Б, включаючи і надперехідний опір генераторів.

$$X_{ЕКВ.МІН} = X_{ГА}^{II} + X_{СВ} + X_{ГБ}^{II} = X_{С}^{*} + X_{\SigmaЛ}, \text{ в.о.}$$

Оскільки при зовнішніх к.з. і при качаннях через захисти, які встановлені на обох кінцях лінії, протікають однакові струми, то струми спрацювання захисту також однакові ($I_{СПР.3.А} = I_{СПР.3.Б}$).

Зони дії відсічки визначаються по кривим спадання струму в максимальному та мінімальному режимах.

Робиться висновок щодо застосовування відсічки. Якщо залишкова напруга на шинах $U_{ЗАЛ}$ дорівнює або перебільшує $0,6 \cdot U_{НОМ}$, тоді відсічка застосовується як основний захист; якщо $U_{ЗАЛ}$ менше $0,6 \cdot U_{НОМ}$, а відсічка захищає в максимальному режимі 15-20% лінії, вона використовується як додатковий захист.

$$U_{\text{ЗЛ}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{СПР.3}} \cdot X_{\text{ВДС}}}{U_{\text{РОЗР.НОМ}}} \cdot 100,$$

де $X_{\text{ВДС}} = l_{\text{ВДС}} \cdot X_{\text{Л}}$.

Дистанційні захисти.

Загальні положення. Основний елемент захисту – дистанційний, який визначає віддаленість виникнення к.з. від місця встановлення захисту. У якості дистанційного органу використовується реле опору, яке безпосередньо або непрямо реагує на повний, реактивний або активний опір. Для захистів ліній 110-330 кВ від міжфазних коротких замикань застосовують трифазні триступінчаті захисти з незалежною витримкою часу типу ПЗ-2. Такі захисти входять до також у комбіновані панелі захисту типу ЕПЗ-1636, ПЗ-201 та інші. Для мереж 330-500 кВ випускають панелі типу ДЗ-500. У цих захистів характеристика реле опору на комплексній площині представляє собою окружність, яка проходить через початок координат.

Методика розрахунку уставок.

Попередньо у залежності від марки проводу визначається питомий комплексний опір $Z_{\Pi^*} = R_{\Pi} + j \cdot X_{\Pi}$, по якому знаходиться повний опір лінії

$$Z_{\Pi} = Z_{\Pi^*} \cdot l,$$

де l – довжина лінії.

Уставку спрацювання першої ступені обирають з умови відстроювання від к.з. на шинах протилежної підстанції

$$Z_{\text{СПР.3}}^I = K_{\text{ВДС}} \cdot Z_{\text{Л}}, \quad (5.47)$$

де $K_{\text{ВДС}}$ – коефіцієнт відстроювання, який враховує похибку захисту спільно з трансформаторами струму (ТС) та напруги (ТН), $K_{\text{ВДС}} = 0,80 \div 0,85$.

Уставка спрацювання другого ступеня визначається за двома умовами.

а) Узгодження з дистанційними захистами суміжних ліній

$$Z_{\text{СПР.3}}^{\text{II}} = K_{\text{ВДС}} \cdot Z_{\text{Л}} + K_{\text{ВДС}}^I \cdot \frac{Z_{\text{СПР.3.СУМЖ}}^{I(\text{II})}}{K_{\text{С}}}, \quad (5.48)$$

де $K_{\text{ВДС}}^I$ – коефіцієнт відстроювання захистів ліній, що узгоджуються;

$Z_{\text{СПР.3.СУМЖ}}^{I(\text{II})}$ – уставка спрацювання першого (або другого) ступеня захисту суміжної лінії; $K_{\text{С}}$ – коефіцієнт струморозподілу, який визначається за струмом трифазного к.з. в кінці зони дії захисту тієї лінії, з якою здійснюється

узгодження, $K_{\text{Т}} = \frac{I_{3.\text{ВИБ}}}{I_{3.\text{СУМЖ}}}$, $I_{3.\text{ВИБ}}$ – струм, що протікає через ТС захисту лінії,

для якої вибирається уставка; $I_{3.СУМІЖ}$ – струм, що протікає через ТС захисту лінії, з якою виконується узгодження.

б) Відстроювання від к.з. за трансформатором приймальної підстанції:

$$Z_{СПР.3}^{II} = K_{ВДС} \cdot \left[Z_{Л} + j \cdot \frac{(1-\Delta U)^2}{K_T} \cdot X_{ТР} \right], \quad (5.49)$$

де ΔU – найбільша відносна межа регулювання напруги силового трансформатора.

Приймається найменше із значень $Z_{СПР.3}^{II}$, отриманих по (5.48) та (5.49).

Витримка часу другої ступені приймається на ступень селективності Δt більше ніж витримки часу тих ступенів захистів, з якими виконується узгодження:

$$t_{СПР.3}^{II} = t_{СПР.3.СУМІЖ}^{I(II)} + \Delta t.$$

Чутливість другої ступені захисту перевіряється при к.з. на шинах протилежної підстанції (режим ближнього резервування),

$$K_{Ч}^{II} = \frac{Z_{СПР.3}^{II}}{Z_{Л}} \geq 1,25.$$

Якщо на лінії є відпайка, тоді чутливість перевіряється при к.з. в її кінці:

$$K_{Ч}^{II} = \frac{Z_{СПР.3}^{II}}{Z_{Л.ВДГ} + \frac{Z_{ВДГ}}{K_{С.ВДГ}}} \geq 1,25,$$

де $Z_{Л.ВДГ}$ – опір лінії від місця встановлення захисту до відпайки; $Z_{ВДГ}$ – опір відгалуження; $K_{С.ВДГ}$ – коефіцієнт струморозподілу при к.з. в кінці відпайки,

$$K_{С.ВДГ} = \frac{I_{3.ВИБІР}}{I_{ВДГ}}.$$

Уставка на спрацювання третьої ступені захисту вибирається, як правило, за умовами відстроювання від максимального струму навантаження.

$$I_{СПР.3}^{III} = \frac{U_{МИН.ЕКС}}{\sqrt{3} \cdot K_H \cdot K_{ПОВ} \cdot I_{НАВАНТ.МАКС} \cdot \cos(\phi_P - \phi_{НАВАНТ})}, \quad (5.50)$$

де $U_{МИН.ЕКС}$ – мінімальна експлуатаційна напруга, $U_{МИН.ЕКС} = 0,9 \cdot U_{НОМ}$; K_H – коефіцієнт надійності, $K_H = 1,1$; $K_{ПОВ}$ – коефіцієнт повернення, $K_{ПОВ} = 1,2$ (для реле опору); ϕ_P – кут максимальної чутливості реле, $\phi_P = 65 \div 75^\circ$; $\phi_{НАВАНТ}$ – кут

опору, обумовлений навантаженням.

Спочатку $Z_{СПР.З.}^{III}$ визначається при $\cos(\varphi_P - \varphi_{НАВАНТ})=1$, але якщо чутливість захисту виявляється недостатньою, тоді враховують характер навантаження та реле. Зазвичай $\varphi_{НАВАНТ} \leq 30 \div 40^\circ$.

Витримка часу третьої ступені захисту вибирається на ступень селективності більше ніж витримки часу других ступенів захистів.

Чутливість третьої ступені захисту перевіряється при к.з. в кінці суміжної лінії (режим дальнього резервування):

$$K_{\text{Ч}}^{III} = \frac{Z_{СПР.З.}^{III}}{Z_{\text{Л}} + \frac{Z_{\text{Л.СУМІЖ}}}{K_C}} \geq 1,2.$$

Робиться висновок щодо можливості застосування захисту у якості основного або резервного, для чого визначається залишкова напруга на шинах при к.з. наприкінці першого ступеня:

$$U_{\text{ЗАЛ}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot Z_{\text{Л}} \cdot I_K^I}{U_{\text{РОЗР.НОМ}}},$$

де I_K^I – струм в лінії при трифазному к.з. в наприкінці зони дії першого ступеня.

Якщо $U_{\text{ЗАЛ}}$ на шинах транзитної підстанції буде дорівнювати або більше 60% (у мінімальному режимі), тоді захист використовується у якості резервного.

Вторинні опори для всіх ступенів визначаються за виразом:

$$Z_{СПР.Р} = Z_{СПР.З} \cdot \left(\frac{k_{ТА}}{k_{ТВ}} \right),$$

де $k_{ТА}$, $k_{ТВ}$ – коефіцієнти трансформації ТС та ТН.

Знаходяться струми точної роботи реле $I_{\text{ТОЧН}}$, які залежать від обраної уставки на трансформаторі та від типу реле. Уставка на трансформаторі приймається найближчою меншою, ніж уставка спрацювання реле $Z_{СПР.Р}$.

Чутливість захисту по струму точної роботи при металічному к.з. в кінці зони дії відповідної ступені захисту:

$$K_{\text{Ч.ТОЧН}} = \frac{I_{\text{Р.МІН}}}{I_{\text{ТОЧН}}} \geq 1,3,$$

де $I_{\text{Р.МІН}}$ – струм в реле при відповідному к.з.,

$$I_{\text{Р.МІН}} = \frac{I_{\text{К.МІН}}}{k_{ТА}}.$$

Максимальні струмові захисти від замикань на землю.

Загальні положення. Для захисту електричних мереж з глухозаземленою нейтраллю від замикань на землю застосовуються максимальні струмові захисти нульової послідовності. Ці захисти виконуються багатоступінчатими направленими та ненаправленими. Для захисту мереж застосовуються комплектні захисти типу КЗ-5 та КЗ-10.

Відсічка нульової послідовності першого ступеня.

Струм спрацювання відсічки першого ступеня відстроюється від максимального струму нульової послідовності $3I_0$, який протікає через захист при к.з. (однофазному або двофазному на землю) за вимикачем суміжної ділянки (на шинах протилежної підстанції).

$$I_{СПР.3.0}^I = K_{ВДС} \cdot 3 \cdot I_{0.МАКС}, \quad (5.51)$$

де $K_{ВДС}$ – коефіцієнт відстроювання, при використанні реле типу РТ-40 для ліній 110-220 кВ $K_{ВДС} = 1,3$, для ліній 330-500 кВ $K_{ВДС} = 1,4 \div 1,5$.

Струм спрацювання відсічки I ступеня повинен бути також відстроєним від кидку струму намагнічування, який виникає при включенні лінії під напругу спільно з трансформатором.

По кривим спадання струмів нульової послідовності вздовж лінії визначається зона, яка захищається відсічкою I ступеня у максимальному та мінімальному режимах. Вважається задовільним, якщо відсічка захищає 20-25% лінії у максимальному режимі.

Відсічка нульової послідовності другого ступеня.

Струм спрацювання відсічки другого (II) ступеня вибирають по умовам узгодження з відсічками перших (других) ступенів захисту суміжних ліній електропередач:

$$I_{СПР.3.0}^{II} = K_{ВДС} \cdot K_C \cdot 3 \cdot I_{СПР.3.В.СУМІЖ}^{I(II)}, \quad (5.52)$$

де $K_{ВДС}$ – коефіцієнт відстроювання, $K_{ВДС} = 1,1$; K_C – коефіцієнт струморозподілу, який визначається за струмом однофазного к.з. в кінці зони дії того захисту, з яким виконується узгодження, $K_C = \frac{3I_{СПР.3.ВИБ}}{3I_{СПР.3.СУМІЖ}}$; $3I_{СПР.3.ВИБ}$ –

струм $3I_0$, який протікає через ТС захисту, для якого вибирається уставка; $3I_{СПР.3.СУМІЖ}$ – струм $3I_0$, який протікає через ТС захисту, з яким виконується узгодження; $I_{СПР.3.В.СУМІЖ}^{I(II)}$ – струм спрацювання I або II ступенів захисту суміжних ліній.

Витримка часу відсічки II ступеня приймається на ступень селективності Δt більше, ніж витримка часу тих ступенів захисту, від яких реалізоване відстроювання.

Чутливість відсічки II ступеня перевіряється при металічному однофазовому або двофазовому к.з. на землю у мінімальному режимі в кінці лінії, що захищається:

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_{0 \text{ МИН}}}{I_{\text{СПР.3.0}}^{\text{II}}} \geq 1,5.$$

Струмівий захист нульової послідовності третього (III) ступеня.

Струм спрацювання III ступеня вибирається по умовам відбудови від других та третіх ступенів захисту суміжних ліній, аналогічно вибору $I_{\text{Н.С.А.}}^{\text{II}}$, а також за умовами відбудови від максимального струму небалансу при трифазному к.з. за трансформатором підстанції, що приймає.:

$$I_{\text{СПР.3.0}}^{\text{III}} = K_{\text{ВДС}} \cdot I_{\text{НБ.МАКС}} = K_{\text{ВДС}} \cdot K_{\text{АПЕР}} \cdot \varepsilon_i \cdot I_{\text{К.МАКС}}^{(3)}, \quad (5.53)$$

де $K_{\text{ВДС}}$ – коефіцієнт відбудови, $K_{\text{ВДС}} = 1,3$; $K_{\text{АПЕР}}$ – коефіцієнт, який враховує перехідний режим, $K_{\text{АПЕР}} = 2$ при виконанні ступені захисту, що розглядається з витримкою часу до 0,1 с, $K_{\text{АПЕР}} = 1,5$ – до 0,3 с, $K_{\text{АПЕР}} = 1$ вище 0,5 с, для третьої ступені $K_{\text{АПЕР}} = 1$; ε_i – коефіцієнт, що враховує похибку ТС, $\varepsilon_i = 0,1$.

Струм спрацювання III ступені необхідно відстроювати також від кидку струму намагнічування.

Витримка часу третьої ступені приймається на ступень селективності Δt більше ніж витримки часу тих ступенів захисту, від яких виконується відстроювання.

Чутливість третьої ступені захисту перевіряється при металевому однофазному або двофазному к.з. в кінці суміжної ділянки:

$$K_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{3I_{0 \text{ МИН}}}{I_{\text{СПР.3.0}}^{\text{III}}} \geq 1,2.$$

Поперечний диференційний направлений захист паралельних ліній.

Загальні положення. Для захисту паралельних ліній застосовуються комплектні захисти типу ЕПЗ-1637, які встановлюються на кожному кінці лінії, що захищається.

Кожна панель захисту складається з двох комплектів:

- Діє при міжфазних к.з.;
- Діє при замиканнях на землю.

Пусковий орган комплекту від замикань на землю складається з струмового реле, яке включене на різницю струмів нульової послідовності паралельних ліній $3I_0$ та реле напруги, яке вмикається на напругу нульової послідовності $3U_0$. Вибірчий орган – реле напряму потужності двобічної дії, яке включене на різницю струмів $3I_0$ ліній та на напругу $3U_0$.

Пусковий орган комплекту від замикань між фазами виконаний двофазним і містить два струмових реле, які включені на різницю струмів

однойменних фаз. Для підвищення чутливості застосована пофазне блокування по напрузі. Вибірчі органи – два реле напруги потужності двобічної дії, які включені по 90-градусній схемі.

Захист від замикань на землю.

Струм спрацювання пускового органу вибирають по умовам відстроювання від струму небалансу, який виникає при зовнішніх замиканнях на землю:

$$I_{СПР.3.0} = K_{ВДС} \cdot I_{НБ.РОЗР}; \quad (5.54)$$

де $K_{ВДС}$ – коефіцієнт відстроювання, $K_{ВДС} = 1,25$;

$$I_{НБ.РОЗР} = I_{НБ}^I + I_{НБ}^{II},$$

$I_{НБ}^I$ – складова струму небалансу, яка обумовлена похибкою трансформаторів струму:

$$I_{НБ}^I = K_{ОДН} \cdot K_{АПЕР} \cdot \varepsilon_I \cdot \frac{3I_{0\text{ МАКС}}}{2}, \quad (5.55)$$

де $3I_{0\text{ МАКС}}$ – максимальна величина струму $3I_0$, який протікає по двом лініям при замиканні на землю на шинах підстанцій, які зв'язані цими паралельними лініями; $K_{ОДН}$, $K_{АПЕР}$, ε_I – значення коефіцієнтів приведені у п.5.1.2;

$I_{НБ}^{II}$ – складова струму небалансу, яка обумовлена нерівністю струмів пошкодження, які протікають по лініям при зовнішніх к.з. (у наслідок відмінності у довжинах або опорах паралельних ліній);

$$I_{НБ}^{II} = C \cdot K_{АПЕР} \cdot 3I_{0\text{ МАКС}},$$

де C – модуль різниці струмів пошкодження, які протікають по паралельним лініям, у долях від сумарного струму двох ліній:

$$C = \frac{Z_{Л1} - Z_{Л2}}{Z_{Л1} + Z_{Л2}}.$$

При однакових паралельних лініях $C = 0$.

Напруга спрацювання пускового органу вибирається за умовами відстроювання від напруги небалансу. Можна прийняти:

$$U_{СПР.Р.0} \geq 0,05 \cdot U_{В.НОМ}, \quad (5.56)$$

де $U_{В.НОМ}$ – номінальна вторинна напруга.

При використанні реле типу РНН-57, яке виконано з фільтром третьої гармоніки, $U_{СПР.Р.0} = 4$ В.

Напруга спрацювання захисту:

$$U_{СПР.3.0} \geq U_{СПР.Р} \cdot k_{ТА} , \quad (5.57)$$

де $k_{ТА}$ – коефіцієнт трансформації трансформаторів напруги.

Вибрані уставки (по струму і напрузі) є спільними для захистів, які встановлені на різних кінцях паралельних ліній.

Чутливість струмового пускового органу перевіряється для двох випадків: при к.з. у точці рівної чутливості (рис. 5.8, а) та у режимі каскадного відключення (рис. 5.8, б).

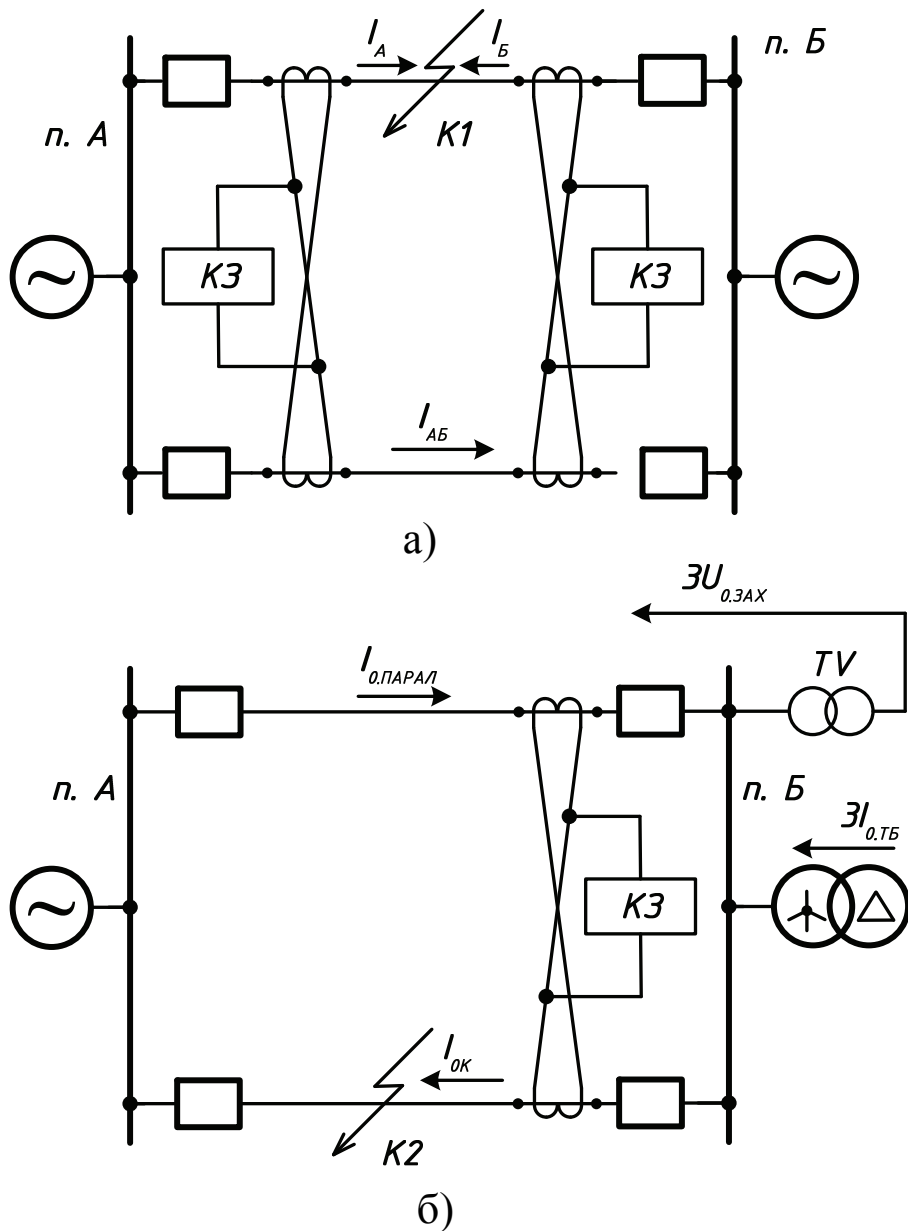


Рисунок 5.8 – Перевірка чутливості струмового пускового органу (при к.з. у точці рівної чутливості (а) та у режимі каскадного відключення (б)).

6 ОСОБЛИВОСТІ РОЗРАХУНКУ МІКРОПРОЦЕСОРНИХ ДИФЕРЕНЦІАЛЬНИХ ЗАХИСТІВ ГЕНЕРАТОРІВ НА ПРИКЛАДІ ТЕРМІНАЛІВ АBB REG216 І REG316

При розрахунку диференціального захисту визначаються:

- початковий струм спрацювання ($I_{СПР.0}$);
- точка зламу характеристики спрацювання $b = I_{Г} / I_{НОМ}$;
- коефіцієнт гальмування $K_{Г}$; струм спрацювання диференціальної відсічки.

1. Струм спрацювання $I_{СПР.0}$ обирається рівним або більше струму небалансу в номінальному режимі

$$I_{СПР.0} \geq K_{Н} \cdot I_{НБ},$$

де струм небалансу $I_{НБ}$ визначаємо як

$$I_{НБ} = f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{НОМ},$$

де f_i – максимально допустима похибка трансформаторів струму, $f_i = 0,1$; $K_{ОДН}$ – коефіцієнт однотипності, $K_{ОДН} = 0,5$; $I_{НОМ}$ – номінальний струм генератора, А; $K_{Н}$ – коефіцієнт надійності, $K_{Н} = 2$. Діапазон уставок: $0,8 \cdot I_{НОМ} \geq I_{СПР.0} \geq 0,1 \cdot I_{НОМ}$

2. Точка зламу характеристики спрацювання показана на рис. 6.1.

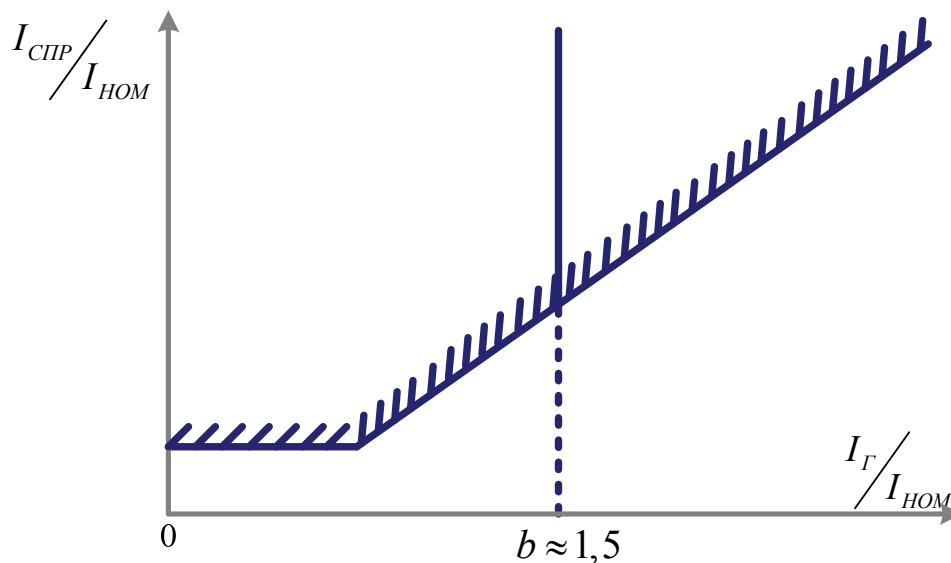


Рисунок 6.1 – Характеристика спрацювання диференційного захисту

Зазвичай приймаються при кратності гальмування $b = 1,5$, завдяки чому при значних кратностях струму зовнішнього к.з. забезпечується заборону дії захисту [11].

3. Коефіцієнт K_G обирається з умови відбудови захисту від максимального струму небалансу при зовнішньому к.з. або в режимі асинхронного ходу синхронної машини,

$$K_G > \frac{K_H \cdot I_{НБ.МАКС}}{I_G},$$

де струм небалансу $I_{НБ.МАКС}$ визначаємо як

$$I_{НБ.МАКС} = K_A \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС},$$

де K_A – коефіцієнт, що враховує аперіодичну складову в струмі, $K_A = 2$; струм гальмування $I_G = \sqrt{I_1 \cdot I_2 \cdot \cos \alpha}$, I_1 , I_2 – вторинні струми зі сторін, що захищаються, α – кут зсуву фаз між цими струмами (при зовнішньому к.з. кут α практично дорівнює нулю, $\cos \alpha = 1$; при к.з. в генераторі або трансформаторі $\alpha \approx \pi$ і $\cos \alpha = -1$, під коренем негативне число, тобто корінь уявний і гальмування не діє); K_H – коефіцієнт надійності відстроювання, $K_H = 2$.

Діапазон K_G : $0,7 \geq K_G \geq 0,3$. Звичайно приймається $K_G = 0,5$. При значній відмінності умов роботи трансформаторів струму коефіцієнт K_G збільшується.

4. Струм спрацьовування диференціального струмової відсічки приймається в межах від 6 до $12 \cdot I_{НОМ}$. Відсічка забезпечує швидке та надійне виявлення внутрішніх к.з. навіть у випадку насичення трансформаторів струму, що призводить до зростання повної похибки до 50 %.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРИ

1. Правила устройства электроустановок / Госэнергонадзор Украины. – Х.: Изд-во «Форт», 2009. – 704 с.
2. Александров А.М. Выбор уставок срабатывания защит асинхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ / Александров А.М. – СПб.: ИЦ ПЭИпк, 2001. – 55 с.
3. Корогодский В.И. Релейная защита электродвигателей напряжением выше 1 кВ / С.Л. Кужеков, Л.Б. Паперно – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 248 с.
4. Руководящие указания по релейной защите. Защита генераторов, работающих на сборные шины. - М.-Л.: Госэнергоиздат, 1961. – 68 с. – Вып. I.
5. Вавин В.Н. Релейная защита блоков турбогенератор-трансформатор [Учебник для вузов.] / В.Н. Вавин – М.: Энергоиздат, 1982. – 256 с.
6. Авербух А.М. Релейная защита в задачах с решениями и примерами / Авербух А.М. – Л.: Энергия, 1975. – 416 с.
7. Руководящие указания по релейной защите. Вып 13А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Схемы. М. 1985, – 112 с.
8. Руководящие указания по релейной защите. Вып 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Расчеты. М. 1985. – 96 с.
9. Гельфанд Я.С. Релейная защита распределительных сетей / Я.С. Гельфанд – М.:1987, – 368 с.
10. Руководящие указания по релейной защите. Защита блоков генератор-трансформатор и генератор-автотрансформатор. - М.-Л.: Энергия, 1963. – 112 с. – Вып. 1.
11. Дьяков А.Ф. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем / А.Ф. Дьяков, Н.И. Овчаренко. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 336 с.
12. Руководящие указания по релейной защите. Вып 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110-750 кВ. М. 1979, 152 с.
13. Руководящие указания по релейной защите. Вып 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю в линиях 110-500 кВ. Расчеты. М. 1980, 88 с.
14. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения [Учебник для вузов. 4-е изд. Перераб. и доп.] / В.А. Андреев – М.:Высш. Шк., 2006. – 639 с.
15. Справочник по проектированию электроснабжения (Под ред. Ю.Г.Барыбина, Л.Е.Федорова, М.Г.Зименкова, А.Г.Смирнова). М. 1990. 576 с.
16. Справочник по наладке вторичных цепей электростанций и подстанций (Под ред. Э.С.Мусаэляна). – М. 1989. – 384 с.
17. Реле защиты / В.С. Алексеев, Г.П. Варганов, Б.И.Панфилов, Р.З.Розенблюм // М. 1976, – 464 с.

18. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М.А. Шабад – Л.: Высш. Шк., 1976. – 288 с.
19. Шабад М.А. Максимальная токовая защита / М.А. Шабад – Л. Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние. 1991. – 96 с. – (Б-ка электромонтёра, вып. 640.).
20. Шабад М.А. Релейная защита и автоматика на электроподстанциях, питающих синхронные двигатели / М.А. Шабад – Л. Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние. 1984. – 64 с. – (Б-ка электромонтёра, вып. 565.).
21. Байтер И.И. Релейная защита и автоматика питающих элементов собственных нужд тепловых электростанций / И.И. Байтер, Н.А. Богданова – [3-е изд.]. – М. Энергоатомиздат. 1989. – 112 с. – (Б-ка электромонтёра, вып. 613.).
22. Голанцов Е.Б. Молчанов В.В. Дифференциальные защиты трансформаторов с реле типа ДЗТ-21 (ДЗТ-23) / Е.Б. Голанцов, В.В. Молчанов – М. Энергоатомиздат. 1990. – 88 с. – (Б-ка электромонтёра, вып. 631.).
23. Овчинников В.В. Релейная защита и автоматика питающих элементов собственных нужд тепловых электростанций / В.В. Овчинников – [3-е изд.]. – М. Энергоатомиздат. 1989. – 88 с. – (Б-ка электромонтёра, вып. 621).
24. Труб И.И. Индукционные реле тока / И.И. Труб – М. Энергоатомиздат. 1990. – 56 с. – (Б-ка электромонтёра, вып. 624.).
25. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М. 1987. – 648 с.
26. Беркович М.А. Основы техники релейной защиты / Беркович М.А., Молчанов В.В., Семенов В.А. – М. 1984, – 376 с.
27. Руководящие указания по релейной защите. Защита блоков генератор-трансформатор и генератор-автотрансформатор. М.: Энергия, 1963, 112 с.
28. Аномальные режимы работы крупных синхронных машин / Е.Я. Казовский, Я.Б. Данилевич, Э.Г. Кашарский, Г.В. Рубисов. – Л.: Наука, Ленингр. отд-ние, 1969. – 429 с.

ДОДАТОК А

Таблиця А.1 – Технічні дані електромеханічних реле максимального струму серії РТ-40 ($K_{пов} = 0,8$)

Виконання	Діапазон уставок, А	Споживана потужність, ВА	Номінальний струм, А, при з'єднанні котушок:	
			послідовно	паралельно
РТ-40/0,2	0,05-0,2	0,2	0,4	1
РТ-40/0,6	0,15-0,6	0,2	1,6	2,5
РТ-40/2	0,5-2	0,2	2,5	6,3
РТ-40/6	1,5-6	0,5	10	16
РТ-40/10	2,5-10	0,5	16	16
РТ-40/20	5-20	0,5	16	16
РТ-40/50	12,5-50	0,8	16	16
РТ-40/100	25-100	1,8	16	16
РТ-40/200	50-200	8	16	16

Таблиця А.2 – Технічні дані напівпровідникових (електронних) реле максимального струму серії РСТ-11 ($K_{пов} = 0,9$)

Виконання	Діапазон уставок, А	Номінальний струм, А	Потужність, що споживається реле при струмі мінімальної уставки
РСТ-11-0,4	0,05-0,2	0,4	0,1
РСТ-11-0,9	0,15-0,6	1,6	0,1
РСТ-11-14	0,5-2,0	2,5	0,1
РСТ-11-19	1,5-6,0	10,0	0,2
РСТ-11-24	5,0-20,0	16,0	0,2
РСТ-11-29	15,0-60,0	16,0	0,8
РСТ-11-32	30-120	16,0	2,4

Реле серії РСТ-13 мають аналогічні параметри. Принципова відмінність цих двох серій полягає в оперативному струмі: РСТ-11 – змінний 220 В, РСТ-13 – постійний 220 В.

Таблиця Б.1 – Основні технічні дані турбогенераторів

Тип	$P_{НОМ}$, МВт	$\cos \varphi$	статор		ротор		Ємність на три фази, мкФ	$A = I_2^2 \cdot t$	Схема обмот- ки статора
			$U_{НОМ}$	$I_{НОМ}$	$I_{f,НОМ}$	I_{fx}			
ТВФ-63-2	63	0,8	6,3	7210	1465	538	0,52	15	YY
ТВФ-63-2	63	0,8	10,5	4380	1240	450	0,61		
ТВФ-120-2	100	0,8	10,5	6875	1715	634	0,72		
ТВВ-160-2	160	0,85	18	6040	2300	755	0,462	8	Y
ТГВ-200-М	210	0,85	15,75	9060	1945	710	1,2	8	Y
ТГВ-200-2	200	0,85	15,75	8625	1880	720	0,4	8	YY
ТВВ-200-2а	200	0,85	15,75	8625	2540	920	0,68		
ТВВ-220-2а	220	0,85	15,75	9540	2750	920	0,68		
ТГВ-300-2	300	0,85	20	10200	3050	1057	1,29		
ТВВ-320-2	320	0,85	20	10900	2900	1200	0,91		
ТГВ-500	500	0,85	20	17000	5120	1605	1,32		
ТВВ-500-2	500	0,85	20	17000	3510	1080	0,75	8	Y
ТВМ-500	500	0,85	36,75	9420	5600	1715	1,11		
ТВВ-800-2	800	0,9	24	21400	3850	1292	0,68	6	YY
ТВВ-1000-4	1000	0,9	24	26730	7020	2250	0,94	6	YY
ТВВ-1200-2	1200	0,9	24	16050	7640	2460	1,2	6	YYYY

Таблиця Б.2 – Трансформатори струму, що вбудовані у трансформатори и автотрансформатори

Позначення	Номінальні струми
A	600-400-300-200/5 або 1
B	600-400-300-200/1
C	1000-750-600-400/5 або 1
D	1000-750-600-400/1
E	1000-750-600-400/5
F	2000-1500-1000/5 або 1
G	2000-1500-1000-750/5 або 1
H	2000-1500-1000-750/1
I	2000-1500-1000-500/1
K	3000-2000-1500-1000/5 або 1
L	3000-2000-1500-1000/1
M	3000-2000-1000/1
N	3000-2000-1500/1
O	4000-3000-2000/5 або 1
P	4000-3000-2000-1000/1
Q	12000/5
R	6000/5

Таблиця Б.3 – Трансформатори струму, що вбудовані у трансформатори и автотрансформатори енергоблоків

Тип	ВКЗ	Реактивні опори				Постійні часу		
		X_d	X_d'	X_d''	X_2	$T_{d,0}$	$T_{d,2}'$	$T_{d,3}'$
ТВФ-63-2; 6,3 кВ	0,544	1,91	0,275	0,2	0,22	6,1	1,4	0,9
ТВФ-63-2; 10,5 кВ	0,537	2,18	0,224	0,139	0,17	8,7	1,4	0,9
ТВФ-120-2	0,563	1,907	0,278	0,192	0,234	6,45	1,54	0,94
ТВВ-160-2	0,475	2,3	0,329	0,221	0,2699	5,9	1,37	0,84
ТГВ-200-2	0,572	1,84	0,19	0,19	0,232	6,85	1,733	1,1
ТГВ-200М	0,572	2,0	0,34	0,225	0,2744	6,45	1,82	1,091
ТВВ-200-2а	0,512	2,106	0,272	0,18	0,22	7	1,5	0,9
ТВВ-220-2а	0,615	2,322	0,3	0,196	0,24	7	1,5	0,9
ТГВ-300	0,505	2,195	0,3	0,195	0,238	7	1,55	0,96
ТВВ-320-2	0,624	1,698	0,258	0,173	0,211	5,9	1,4	0,9
ТГВ-500	0,428	2,413	0,373	0,243	0,296	6,3	1,56	0,975
ТВВ-500-2	0,44	2,56	0,355	0,248	0,295	9,4	2,2	1,4
ТВМ-500	0,443	2,43	0,38	0,273	0,33	6,62	1,8	1,27
ТВВ-800-2	0,477	2,333	0,313	0,223	0,272	9,5	2,1	1,3
ТВВ-1000-4	0,45	2,41	0,458	0,324	0,395	9,1	2,8	1,7
ТВВ-1200-2	0,448	2,24	0,358	0,248	0,302	8,5	2,1	1,4

Таблиця Б.4 – Трансформатори струму турбогенераторів

Тип генератора	Коефіцієнти трансформації		
	Лінійні виведення	Виведення з боку нейтралі	Поперечний диференційний захист
ТВФ-63; 6.3кВ	10000/5	10000/5	1500/5
ТВФ-63; 10.5кВ	6000/5	6000/5	
ТВФ-120	10000/5	10000/5	
ТВВ-160-2	8000/5	8000/5	–
ТГВ-200 М	10000/5	10000/5	1500/5
ТВВ-200-2	10000/5	10000/5	
ТВФ-220-2	10000/5	10000/5	
ТГВ-300	12000/5	12000/5	
ТВВ-320-2	12000/5	6000/5	
ТГВ-500	20000/5	20000/5	
ТВВ-500-2	20000/5	10000/5	–
ТВМ-500	12000/5	12000/5	
ТВВ-800-2	28000/5	14000/5	2500/5
ТВФ-1000-4	30000/5	15000/5	
ТВВ-1200-2	20000/5	10000/5	1500/5

Таблиця Б.5 – Трифазні трансформатори енергоблоків

Тип	$S_{НОМ}$, МВА	$U_{НОМ}$, кВ		u_k , %	Вбудовані ТС (згідно.табл.Б.2)		Активна потужність генератора в блоці, МВт
		ВН	НН		ВН	у нейтралі	
ТДЦ	80	121 242	6,3; 10,5	10,5, 11	С, А	А	63
	125	121 165;242;347	10,5	10,5 11	Ф, С, А	А	100
	200	121; 242;347	18	10,5 11	Ф, G, С	А	160
	250	121; 165;242;347;525	15,75	10,5; 11; 13	О;Е;G;С;I	С; А; D	200
	400	121; 165;242;347;525	20	10,5; 11; 13	О; K;G;H; I	С; С;С;В; D	300
ТЦ	630	242; 347; 525;	20	12,5; 11; 14;	K;L; I	С; D; D;	500
		525		24			
	1000	347	24	11,5	L	D	1000
	1250	347	24	14	N	D	1200

*Вмикається з двома трансформаторами, що з'єднанні паралельно

Таблиця Б.6 – Трифазні та однофазні трансформатори енергоблоків

Тип	$S_{НОМ}$, МВА		Найбільший тривало-допустимий струм загальної частини обмотки	$U_{НОМ}$, кВ			Активна потужність генератора в блоці, МВт
	Авторансформатора	обмотки НН		ВН	СН	НН	
АТДЦТН	250	125	735	230	121	10,5	100
АОДТЦН АОЦТН	167 267	83 83/120	750 1195	500/ $\sqrt{3}$	230/ $\sqrt{3}$	15,75 15,75 20	200 200, 300

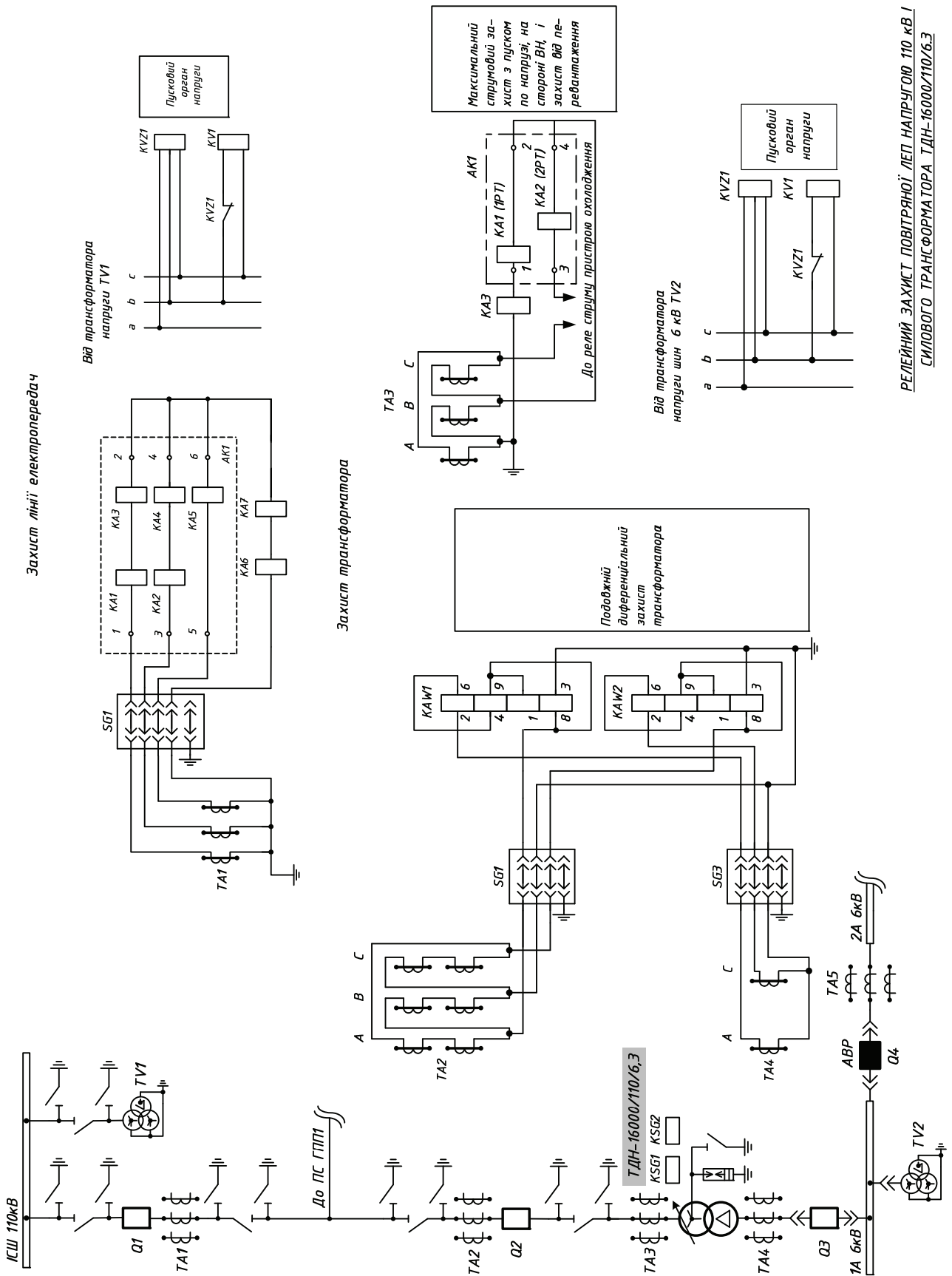
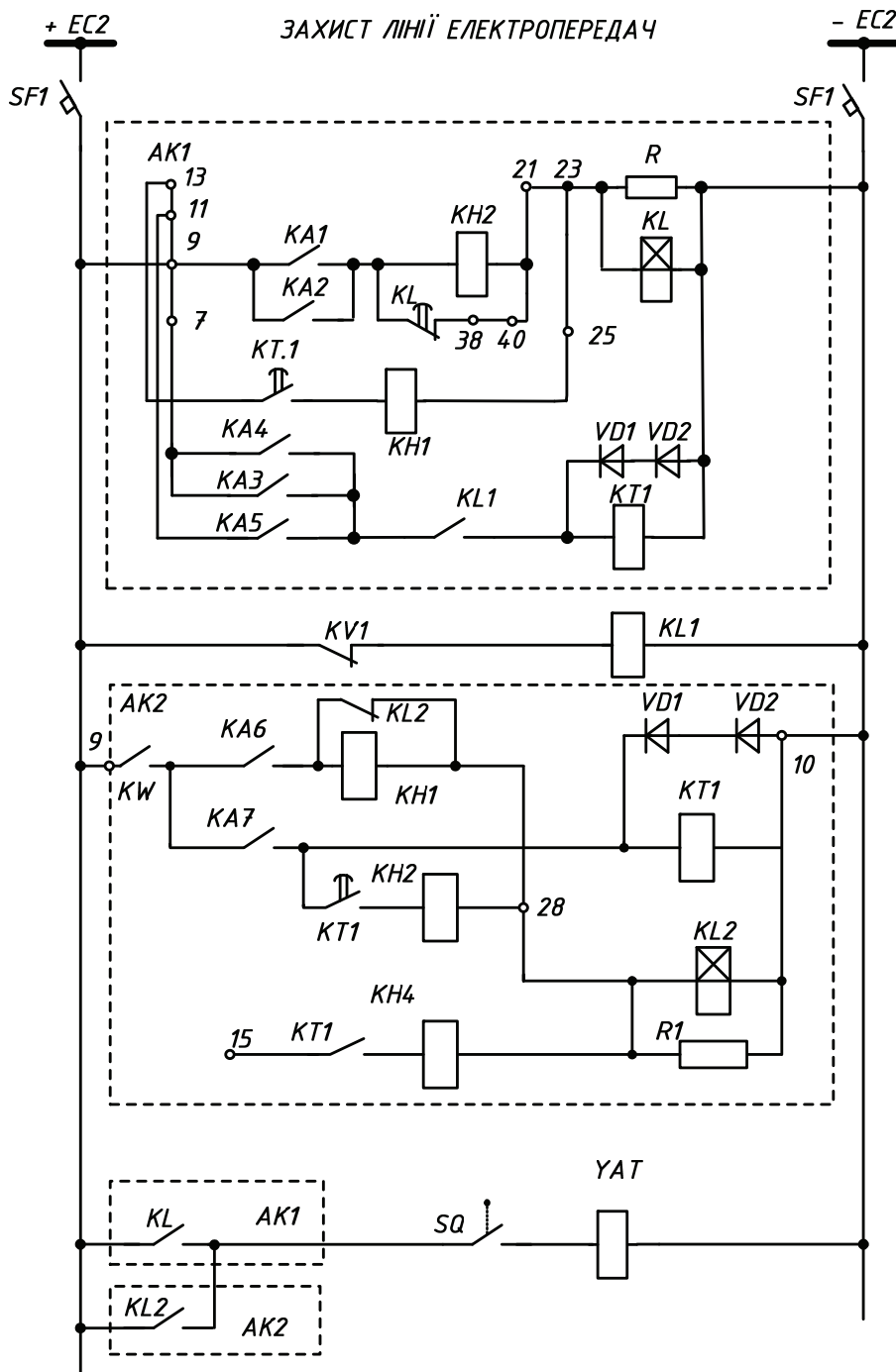


Рис. В.1 – Схема релейного захисту блоку лінія-трансформатор



Захист від міжфазних КЗ	1 ступінь-струмова відсічка
	2 ступінь-МСЗ з пуском по напрузі
	Повторювач пускових органів напруги
Спрямований захист нульової послідовності від замикань на землю	
Електромагнит вимикача Q1	

Рис. В.2 – Схема релейного захисту лінії електропередач

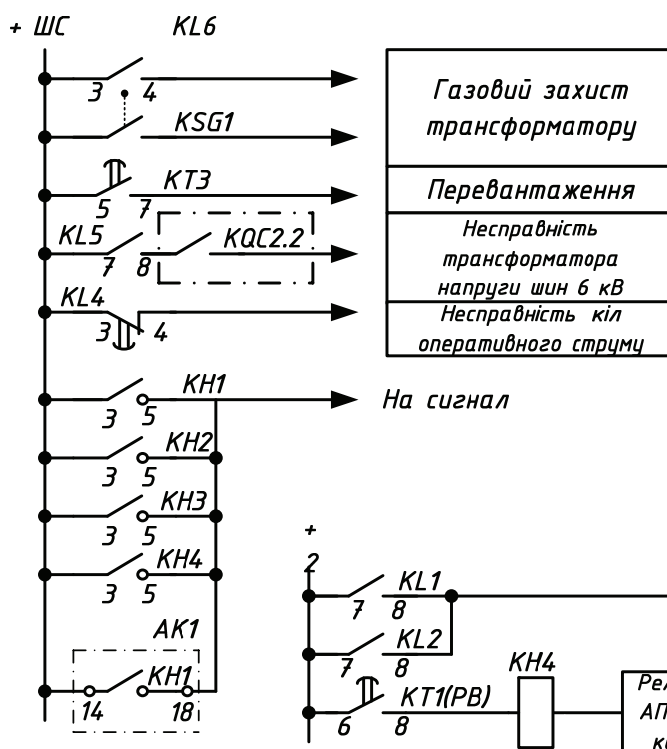
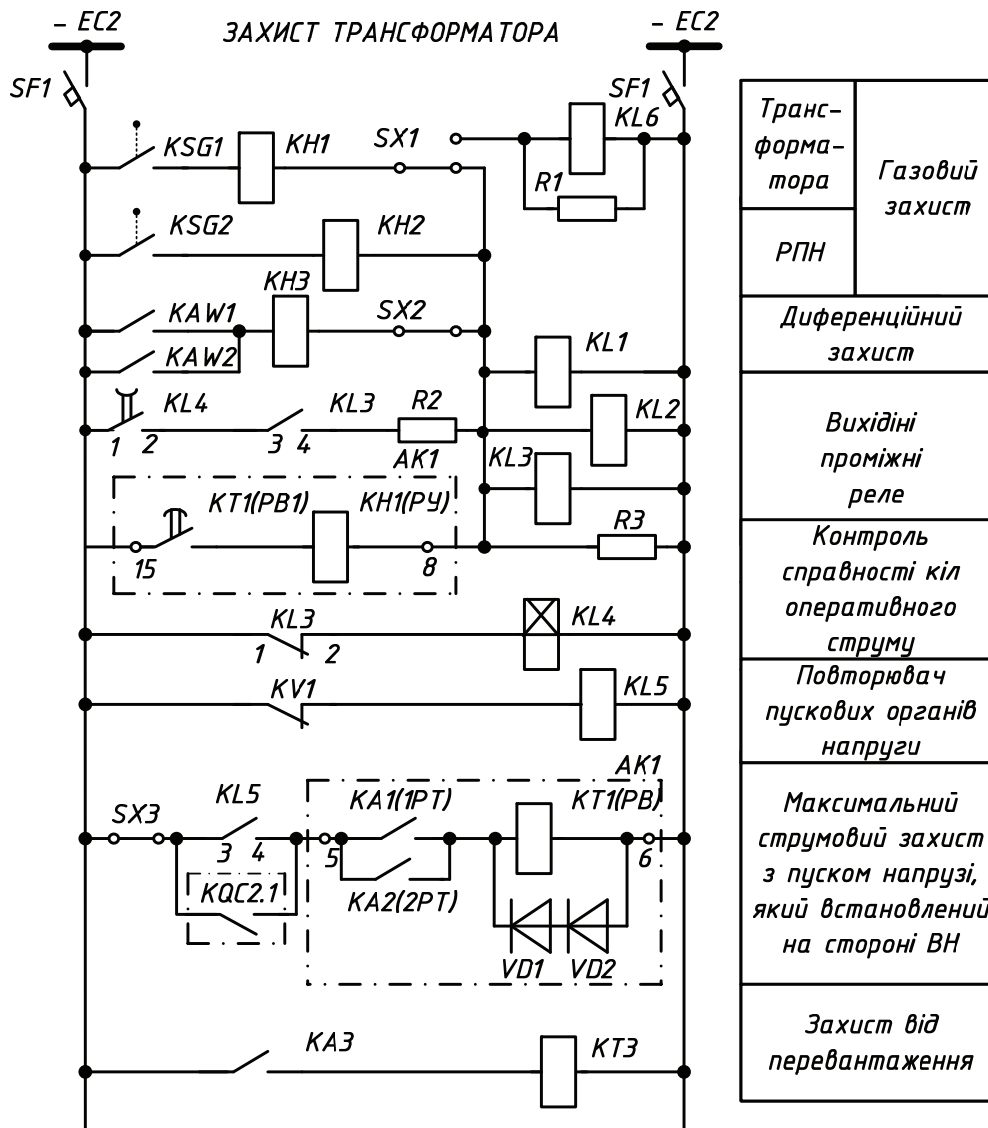


Рис. В.3 – Схема релейного захисту двообмоткового трансформатора

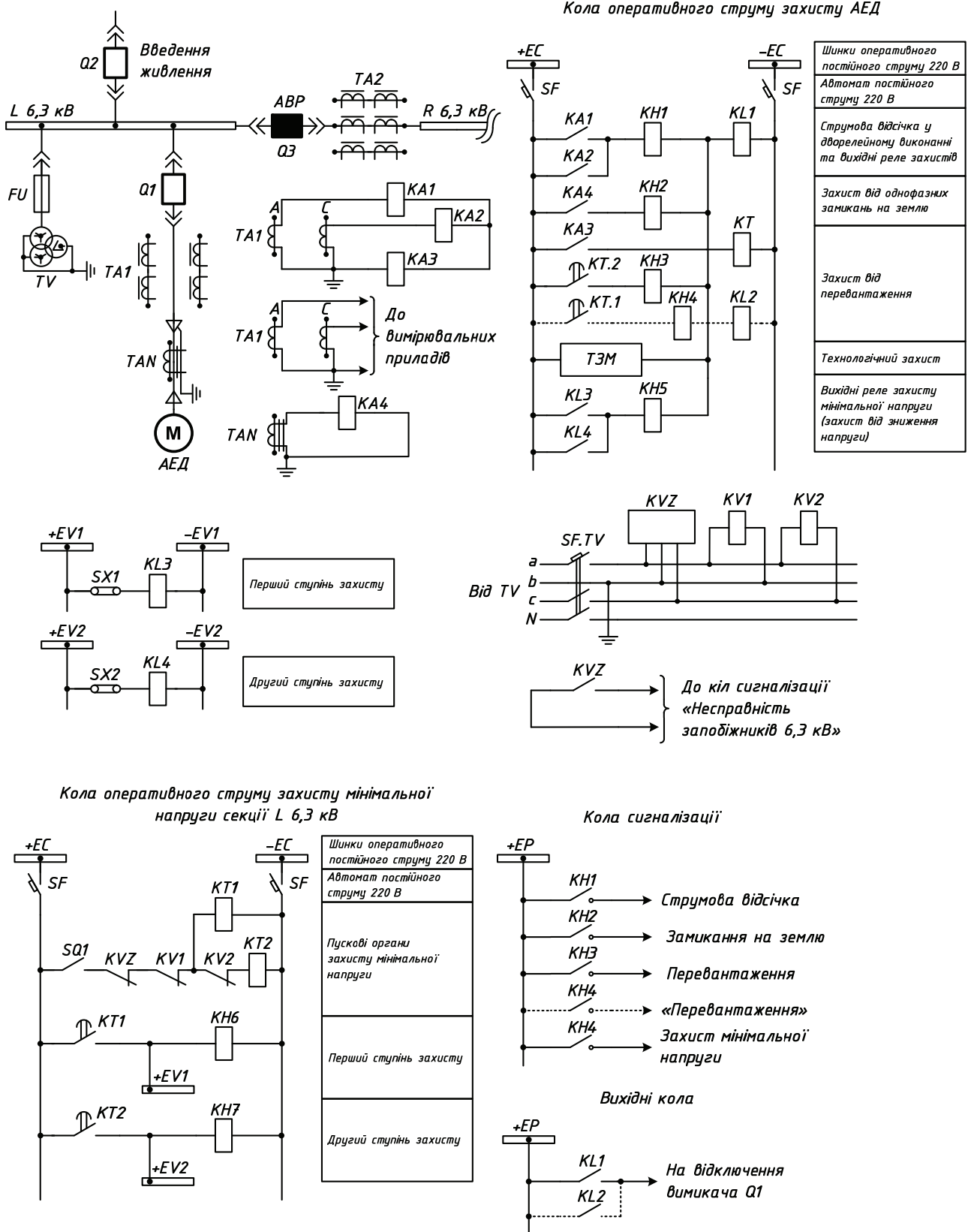


Рис. В.4 – Схема релейного захисту асинхронного електродвигуна (АЕД) потужністю від 2000 кВт до 5000 кВт та напругою статора 6-10 кВ

