

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Заочный факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, _____
(должность)

_____/ _____/
(подпись и печать) (И.О. Фамилия)

«__» _____ 2020 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

_____/ И.М. Кирпичникова /

«__» _____ 2020 г.

«Релейная защита и автоматика проектируемой проходной подстанции 220/10 кВ»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – ПЗ-572.13.03.02. 2020.083 ПЗ ВКР

Консультант, ст. преподаватель

_____/ А.Н. Садовников /

«__» _____ 2020 г.

Руководитель, ст. преподаватель

_____/ А.Н. Садовников /

«__» _____ 2020 г.

Автор работы

студент группы ПЗ-572

_____/ А.М. Ильчук /

«__» _____ 2020 г.

Нормоконтролёр, ст. преподаватель

_____/ А.Н. Садовников /

«__» _____ 2020 г.

Челябинск 2020

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Заочный факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»
Направление 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ / И.М. Кирпичникова /

«__» _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу бакалавра

Ильчук Андрей Михайлович

Группа ПЗ-572

1. Тема выпускной квалификационной работы «Релейная защита и автоматика проектируемой проходной подстанции 220/10кВ» утверждена приказом по университету от «__» _____ 2020 г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы «__» _____ 2020 г.

3. Исходные данные к работе:

3.1. Проектируемая двухтрансформаторная проходная подстанция подключена к существующей сети.

Существующая подстанция 1 выполнена по схеме 13.

Параметры системы G1(G2):

Мощность КЗ на шинах существующей подстанции:

В максимальном режиме 1500 (1900) МВА

В минимальном режиме 1100 (1600) МВА

Параметры воздушных линий W1 (W2):

Номинальное напряжение 220 кВ;

Длина 70 (85) км.

Максимальная транзитная мощность 185 МВА

3.2. К шинам низкого напряжения 10 кВ проектируемой подстанции подсоединены 10 кабельных линий длиной 1,5 км, каждая питает РУ с одинаковой нагрузкой:

Трансформатор 10,5/0,4 кВ, несущий постоянную нагрузку:

Количество 6;

Мощность 1 МВА;

Асинхронный двигатель АД 4:

Количество 2;

Активная мощность 4000 кВт;

cos φ 0.89;

КПД 97,3%;

Коэффициент пуска 5,7.

4. Перечень вопросов, подлежащих разработке:

4.1. Выбор силовых трансформаторов, схем соединения распределительных устройств на высокой и низкой сторонах проектируемой подстанции;

4.2. Выбор вида источника оперативного тока на проектируемой подстанции и РУ;

4.3. Расчёт токов короткого замыкания;

4.4. Выбор и проверка силовых автоматических выключателей на высокой и низкой сторонах проектируемой подстанции и РУ;

4.5. Выбор видов релейной защиты и автоматики всех объектов проектируемой подстанции, РУ и ячейки питающей линии W1 на существующей подстанции 1;

4.6. Выбор типоразмера устройств релейной защиты и автоматики всех объектов проектируемой подстанции, РУ и ячейки питающей линией W1 на существующей подстанции 1 по каталогам (фирма-разработчик выбирается по согласию с руководителем);

4.7. Расчёт уставок устройств релейной защиты и автоматики всех объектов проектируемой подстанции, РУ и ячейки питающей линией W1 на существующей подстанции 1;

4.8. Проверка на допустимую погрешность трансформатора тока на стороне низкого напряжения силового трансформатора проектируемой подстанции.

5. Перечень графического материала:

5.1. Главная схема электрических соединений. Лист 1, ф. А1;

5.2. Схема расстановки устройств РЗА на подстанции. Лист 1, ф. А1;

5.3. Схема подключения внешних цепей терминала основной и ступенчатых защит питающей линии W1. Лист 1, ф. А1;

5.4. Схема подключения внешних цепей терминала основных и резервных защит силового трансформатора. Лист 1, ф. А1;

5.5. Схема подключения внешних цепей терминала защит асинхронных двигателей БЭ2502ЛО701-61Е2. Лист 1, ф. А1.

6. Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов

| Раздел | Консультант | Подпись | |
|--------|-------------|--------------------------------|-----------------------------|
| | | Задание выдал (консультант) | Задание принял (студент) |
| - | - | - | - |
| - | - | - | - |
| - | - | - | - |

7. Дата выдачи задания «__» _____ 2020 г.

Руководитель работы

(подпись)

Задание принял к исполнению

(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

| Наименование этапов выпускной квалификационной работы | Дата завершения этапа | Отметка руководителя о выполнении |
|---|-----------------------|-----------------------------------|
| Выбор силовых трансформаторов | 01.02.2020 | |
| Выбор вида источника ОТ | 05.02.2020 | |
| Расчет токов короткого замыкания | 05.03.2020 | |
| Выбор коммутационного оборудования на стороне 220 кВ | 10.03.2020 | |
| Выбор коммутационного оборудования на стороне 10 кВ | 15.03.2020 | |
| Выбор типоразмера устройств РЗА | 10.04.2020 | |
| Расчет уставок устройств РЗА | 15.05.2020 | |
| Оформление пояснительной записки | 25.05.2020 | |
| Разработка чертежей | 03.06.2020 | |

Заведующий кафедрой _____ / И.М. Кирпичникова /

Руководитель работы _____ / А.Н. Садовников /

Студент _____ / А.М. Ильчук /

АННОТАЦИЯ

Ильчук А.М.- Релейная защита и автоматика проектируемой проходной подстанции 220/10 кВ. – Челябинск, ЮУрГУ, ЭФ, ПЗ-572, 2020, стр. 111, илл. 12, табл. 24. Список литературы – 23 наименований. Чертежей – 5 листов формата А1.

В данном проекте для проектируемой подстанции, подключенной к существующей сети, необходимо выбрать силовое оборудование на стороне высокого напряжения (220 кВ) и оборудование на стороне низкого напряжения (10 кВ), устройства релейной защиты и автоматики. Будет произведён выбор схем соединений на сторонах НН и ВН. Также необходимо рассчитать параметры устройств защиты всех объектов подстанции, РП и питающей ВЛЭП W1. По заданию на проект представим графическую часть на 5 листах формата А1.

| | | | | | | | | | | | | | |
|-------------|----------------|-------------|--------------|--------------|-------------------------------------|---|--|--|-----|-----|------|--------|--|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083 ПЗ ВКР | | | | | | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | | | | | | | |
| Разраб. | Ильчук | | | | | Релейная защита и автоматика проектируемой проходной подстанции 220/10 кВ | | | Лит | | Лист | Листов | |
| Пров. | Садовников | | | | К | | | | 6 | 111 | | | |
| Н.контр. | Садовников | | | | ФГАОУ ВО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра ЭССиСЭ | | | | | | | | |
| Утв. | Кирпичникова | | | | | | | | | | | | |

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ..... | 8 |
| 1 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ, СХЕМ СОЕДИНЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ НА ВЫСОКОЙ И НИЗКОЙ СТОРОНАХ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ | 9 |
| 2 ВЫБОР ВИДА ИСТОЧНИКА ОТ НА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ И РП..... | 13 |
| 3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ..... | 17 |
| 4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА СИЛОВЫХ АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НА ВЫСОКОЙ И НИЗКОЙ СТОРОНАХ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ И РУ | 28 |
| 5 ВЫБОР ВИДОВ РЗА ВСЕХ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ..... | 34 |
| 5.1 Выбор видов РЗА кабельных линий к РУ | 34 |
| 5.2 Выбор видов РЗА электродвигателей 10 кВ | 35 |
| 5.3 Выбор видов РЗА трансформаторов 10/0,4 кВ | 36 |
| 5.4 Выбор видов РЗА вводного выключателя 10 кВ..... | 38 |
| 5.5 Выбор видов РЗА секционного выключателя 10 кВ..... | 38 |
| 5.6 Выбор видов РЗА шин 10 кВ | 39 |
| 5.7 Выбор видов РЗА трансформаторов напряжения 10 кВ..... | 40 |
| 5.8 Выбор видов РЗА трансформаторов 220/10 кВ | 40 |
| 5.9 Выбор видов РЗА питающей ВЛЭП 220 кВ..... | 42 |
| 6. ВЫБОР ТИПОИСПОЛНЕНИЯ УСТРОЙСТВ РЗА ВСЕХ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ | 45 |
| 6.1 Выбор типоразмера устройств РЗА кабельных линий к РУ | 45 |
| 6.2 Выбор типоразмера устройств РЗА электродвигателей 10 кВ..... | 45 |
| 6.3 Выбор типоразмера устройств РЗА трансформаторов 10/0,4 кВ..... | 46 |
| 6.4 Выбор типоразмера устройств РЗА ВВ 10 кВ..... | 46 |
| 6.5 Выбор типоразмера устройств РЗА СВ 10 кВ..... | 46 |
| 6.6 Выбор типоразмера устройств шин 10 кВ | 47 |
| 6.7 Выбор типоразмера устройств РЗА ТН 10 кВ..... | 47 |
| 6.8 Выбор типоразмера шкафов РЗА трансформаторов 220/10 кВ..... | 48 |

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №доку. | Подп. | Дата | | 7 |

| | | |
|--|--|------------|
| 6.9 | Выбор типоразмера шкафов РЗА питающей ВЛЭП 220 кВ | 48 |
| 7. РАСЧЕТ УСТАВОК УСТРОЙСТВ РЗА ВСЕХ ОБЪЕКТОВ | | |
| ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ | | |
| | ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ | 50 |
| 7.1 | Расчет уставок устройств РЗА электродвигателя 10 кВ | 50 |
| 7.2 | Расчет уставок устройств РЗА трансформатора 10/0,4 кВ | 59 |
| 7.3 | Расчет уставок устройств РЗА кабельной линии к РУ | 66 |
| 7.4 | Расчет уставок устройств СВ 10 кВ | 74 |
| 7.5 | Расчет уставок устройств РЗА ВВ 10 кВ | 77 |
| 7.6 | Расчет уставок устройств РЗА трансформаторов 220/10 кВ | 80 |
| 7.7 | Расчет уставок устройств РЗА питающей ВЛЭП 220 кВ | 90 |
| 8. ПРОВЕРКА НА ДОПУСТИМУЮ ПОГРЕШНОСТЬ | | |
| ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА..... | | 103 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | | 107 |
| БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК | | 108 |
| Графическая часть на 5 листах формата А1 | | |

ВВЕДЕНИЕ

В системе электроснабжения возможны следующие повреждения и ненормальные режимы работы: междуфазные короткие замыкания (КЗ), однофазные КЗ, двухфазные КЗ, двухфазные КЗ на землю, перегрузки, качания, асинхронный режим, повышенные токи в линиях при повреждениях на стороне низшего напряжения трансформаторов проектируемой подстанции.

Для защиты от вышеописанных ненормальных режимов работы и повреждений разработаны следующие типы защит: токовые защиты, токовые направленные защиты, дистанционные защиты, дифференциальные токовые продольные и поперечные защиты, защиты от перегрузок и т.д.

Проектирование защиты того или иного электроэнергетического объекта заключается в выборе необходимого объема релейной защиты для каждого элемента, входящего в объект, выборе соответствующих устройств релейной защиты, расчета уставок и правильного подключения.

Сложностью проектирования релейной защиты является обеспечение требований по быстродействию, надежности и селективности проектируемой защиты, а также снижению затрат на установку устройств РЗ.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 8 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

1 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ, СХЕМ СОЕДИНЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ НА ВЫСОКОЙ И НИЗКОЙ СТОРОНАХ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

Согласно Положению о технической политике «ФСК ЕЭС», пункт 2.2.1: для ОРУ 220 кВ применяются схемы с одним выключателем на присоединение.

Согласно п. 1.6.1 [20]: мостиковые схемы применяются на стороне ВН ПС 35, 110 и 220 кВ при четырех присоединениях (2ВЛ+2Т) и необходимости секционирования сети.

Согласно п. 1.6.3 [20]: схему 5АН применяют при частых коммутациях трансформаторов. ОРУ-220 кВ проектируемой подстанции выполним по схеме 220-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий». Схема главных присоединений ПС на стороне ВН изображена на рис. 1.1.

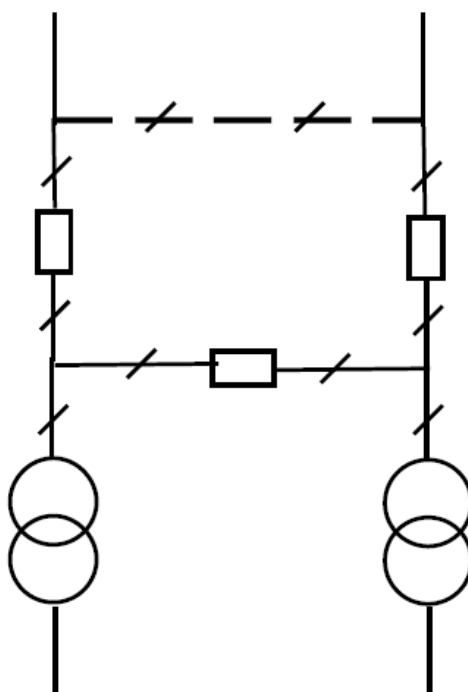


Рисунок 1.1 – Схема главных соединений ПС на стороне ВН

Согласно п. 1.11.3 [20] две секционированные выключателями системы шин применяется при двух трансформаторах с расщепленными обмотками, при-

соединенных к двум секциям. На этом основании выбираем схему 10(6)-2. Схема главных соединений ПС на стороне НН изображена на рис. 1.2.

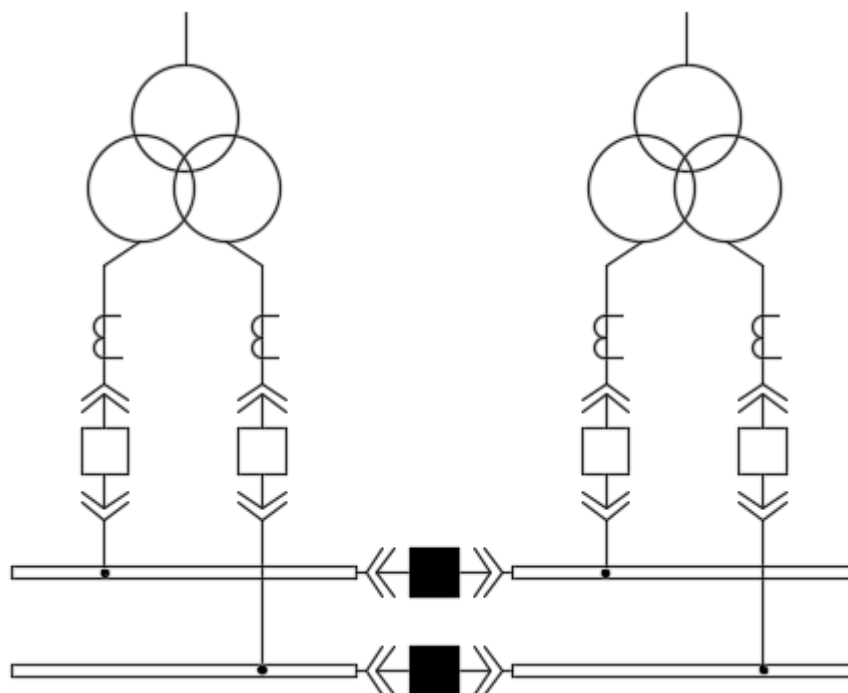


Рисунок 1.2 – Схема главных соединений ПС на стороне НН

Режим работы главной схемы не допускает параллельной работы трансформаторов 220/10 кВ, поэтому в нормальном режиме работы схемы секционные выключатели 10 кВ должны быть отключены.

Для определения расчетной мощности силовых трансформаторов определим суммарную нагрузку подстанции на этапе проектировки по формуле:

$$S_{НАГР} = \left(n_{ТР} \cdot S_{ТР} + n_{Д} \cdot \frac{P_{Д}}{\cos \varphi \cdot \eta} \right) \cdot n_{КЛ.РУ}, \quad (1.1)$$

где $n_{ТР}$ – число трансформаторов 10/0,4;

$S_{ТР}$ – номинальная мощность трансформаторов 10/0,4, кВА;

$n_{Д}$ – число элементов двигательной нагрузки;

$P_{Д}$ – номинальная мощность ЭД, кВт;

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 10 |

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности ЭД;

η – КПД электродвигателей, %;

$n_{КЛ.РУ}$ – число фидеров к РУ с одинаковой нагрузкой;

$$S_{НАГР} = \left(6 \cdot 1000 \cdot 10^3 + 2 \cdot \frac{4000 \cdot 10^3}{0,89 \cdot 0,973} \right) \cdot 10 = 152,4 \text{ (МВА)}.$$

Выбор мощности трансформаторов производится таким образом, чтобы при выходе из работы одного из них, оставшиеся обеспечивали питание нагрузки во время ремонта или замены этого трансформатора с учетом допустимой перегрузки оставшихся в работе.

При установке на подстанции двух трансформаторов расчетным является случай отказа одного из трансформаторов, когда оставшийся в работе трансформатор с учетом его аварийной перегрузки должен передавать всю необходимую мощность. Расчетный коэффициент аварийной согласно табл.4 из [14] для трансформаторов мощностью свыше 100 МВА и системой охлаждения ДЦ со сроком эксплуатации до 30 лет и не находящихся в ухудшенном состоянии (при температуре охлаждающего воздуха до 20⁰ С) принимаем равным 1,2 (для перегрузки не более 4 ч):

$$S_{ТР.РАСЧ} \geq \frac{S_{НАГР}}{k_{П.СИСТ}} = \frac{152,4}{1,2} = 127,0 \text{ (МВА)}.$$

На проектируемой подстанции установим два двухобмоточных трансформатора с расщепленной вторичной обмоткой марки ТРДЦН-160000/220 У1. Каталожные данные выбранных трансформаторов приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1 – Каталожные данные силовых трансформаторов

| Тип | $U_{Т.НОМ}$, кВ | $S_{Т.НОМ}$, МВА | $P_{ХХ}$, кВт | $P_{К}$, кВт | $u_{К}$, % | РПН |
|------------------|------------------|-------------------|----------------|---------------|-------------|----------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| ТРДЦН-160000/220 | 220/10/10 | 160 | 167 | 525 | 13,5 | ±12x1,0% |

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 11 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №доку. | Подп. | Дата | | |

Проверим выполнения условий допустимой загрузки и перегруза согласно формулам (1.2) и (1.3):

$$k_3 = \frac{S_{РАСЧ}}{2 \cdot S_{Т.НОМ}} \leq 0,8; \quad (1.2)$$

$$k_3 = \frac{152400}{2 \cdot 160000} = 0,476 \leq 0,8.$$

$$k_{II} = \frac{S_{РАСЧ}}{S_{Т.НОМ}} \leq 1,2; \quad (1.3)$$

$$k_3 = \frac{152400}{160000} = 0,95 \leq 1,2.$$

Оба условия выполнены, следовательно, выбранные трансформаторы обеспечат бесперебойное питание потребителей в нормальном и аварийном режимах.

Определим номинальные токи и токи при 120%-ой перегрузке сторон ВН и НН трансформаторов 220/10 кВ:

$$I_{Т.НОМ.ВН} = \frac{160000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 401,6(\text{А});$$

$$I_{Т.НОМ.НН1} = I_{Т.НОМ.НН2} = \frac{160000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 4399(\text{А}).$$

$$I_{Т.МАКС.ВН} = \frac{1,2 \cdot 160000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 482,0(\text{А});$$

$$I_{Т.МАКС.НН1} = I_{Т.МАКС.НН2} = \frac{1,2 \cdot 160000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 5279(\text{А}).$$

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 12 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

2 ВЫБОР ВИДА ИСТОЧНИКА ОТ НА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ И РП

Согласно п. 6.1.1 [9] на всех ПС необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд.

Согласно п. 6.1.2 [9] мощность трансформаторов собственных нужд должна быть не более 630 кВА.

Согласно п. 6.4 [23] постоянный оперативный ток применяется на подстанциях 110-220 кВ с числом выключателей ВН три и более. На подстанциях с оперативным постоянным током ТСН присоединяются к шинам 6-35 кВ.

Согласно [23] при оперативном переменном и выпрямленном токе трансформатор СН присоединяется непосредственно к выводам трансформаторов (до выключателя).

Определяем основные нагрузки собственных нужд подстанции. Результаты сведем в табл. 2.1.

Таблица 2.1 – Расход электроэнергии на собственные нужды подстанции

| Потребитель | Количество | Ориентировочная нагрузка, кВА |
|--|------------|-------------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| Охлаждение трансформатора 220/10/10 кВ | 2 | 29,6 |
| Подогрев выключателя 220 кВ | 2 | 54,8 |
| Подогрев привода разъединителя | 8 | 0,6 |
| Подогрев ячейки КРУ | 36 | 1 |
| Отопление и освещение ОПУ | 1 | 100 |
| Освещение и вентиляция ЗРУ | 1 | 7 |
| Освещение ОРУ-220 кВ | 1 | 5 |
| Маслохозяйство | 1 | 200 |
| Подзарядно-зарядный агрегат ВАЗП | 4 | 23 |
| Устройства РЗА для терминалов НН | 30 | 0,02 |
| Устройства РЗА для терминалов ВН | 9 | 0,1 |
| Ориентировочная нагрузка СН, кВА | | 669,9 |

Количество ячеек КРУ:

$$N_{КРУ} = 2ТСН + 4СВ + 4СР + 8ВВ + 8ТН + 10КЛ = 36.$$

Количество терминалов НН:

$$N_{РЗА.НН} = 4СВ + 8ВВ + 8ТН + 10КЛ = 30.$$

Количество терминалов ВН:

$$N_{РЗА.ВН} = 2 \cdot (2ВЛ + Т) + 3Q_{220} = 9.$$

Расчетную мощность определим с учетом коэффициента спроса:

$$S_{ТСН.РАСЧ} = k_C \cdot S_{СН.ОРИЕНТ}, \quad (2.1)$$

где k_C - коэффициент спроса, учитывающий одновременность и загрузки, 0,8;

$$S_{ТСН.РАСЧ} = \frac{1}{2} \cdot 0,8 \cdot 669,5 = 268,0 \text{ (кВА)}.$$

При расчете мощности собственных нужд не учитывалась кратковременная нагрузка (электродвигатели приводов выключателей, разъединителей и т.п.). Остальная часть потребителей (система аварийного освещения, системы управления, сигнализации и т.п.) питаются на постоянном оперативном токе от аккумуляторных батарей.

Таким образом, установим четыре масляных трансформатора марки ТМГэ-400/10/0,4 кВ. Аналогично определим основные нагрузки собственных нужд каждого РУ-10 кВ. Результаты сведем в табл. 2.2.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 14 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

Таблица 2.2 – Расход электроэнергии на собственные нужды РУ

| Потребитель | Количество | Ориентировочная нагрузка, кВА |
|-------------------------------------|------------|-------------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| Подогрев ячейки КРУ | 11 | 1 |
| Отопление и освещение ОПУ | 1 | 60 |
| Освещение и вентиляция ЗРУ | 1 | 7 |
| Подзарядно-зарядный агрегат ВАЗП | 2 | 23 |
| Устройства РЗА для терминалов НН | 11 | 0,02 |
| Ориентировочная нагрузка СН, кВА | | 124,2 |

По формуле (2.1):

$$S_{TCH.PY.PACЧ} = 0,8 \cdot 124,2 = 99,4 \text{ (кВА)}.$$

Выберем масляные трансформаторы марки ТМГэ-100/10/0,4 кВ. Каталожные данные трансформаторов собственных [19] приведены в табл. 2.3.

В качестве трансформаторов РУ-10 кВ выберем сухие трансформаторы типа ТСЗ-1000/10/0,4. Каталожные данные [19] также сведем в табл. 2.3.

Таблица 2.3 – Каталожные данные трансформаторов 10/0,4 кВ

| Тип | $U_{TCH.HOM}$, кВ | $S_{TCH.HOM}$, кВА | P_{XX} , кВт | P_K , кВт | u_K , % |
|-------------|--------------------|---------------------|----------------|-------------|-----------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| ТМГэ-400/10 | 10/0,4 | 400 | 0,95 | 5,5 | 4,5 |
| ТМГэ-100/10 | 10/0,4 | 100 | 0,33 | 1,97 | 4,5 |
| ТСЗ-1000/10 | 10/0,4 | 1000 | 1,6 | 10,8 | 5,5 |

Определим номинальные токи сторон ВН и НН трансформаторов собственных нужд и трансформаторов 10/0,4 кВ:

$$I_{TCH.BH} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 21,9 \text{ (А)};$$

$$I_{TCH.HH} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 577,4 \text{ (A)}.$$

$$I_{TCH.PY.BH} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ (A)};$$

$$I_{TCH.PY.HH} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144,3 \text{ (A)}.$$

$$I_{T2.BH} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,9 \text{ (A)};$$

$$I_{T2.HH} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443 \text{ (A)}.$$

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 16 |

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Схему замещения для расчета токов КЗ при работе электросети в максимальном режиме представим на рис. 3.1.

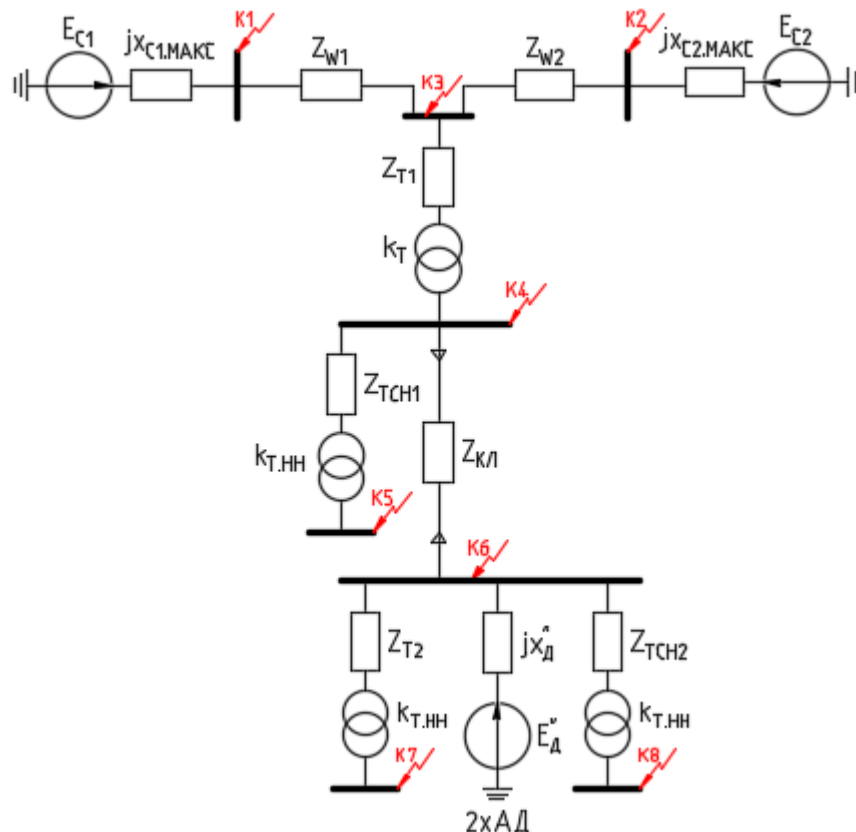


Рисунок 3.1 – Схема замещения для максимального режима

Определим параметры сопротивлений элементов. ЭДС С1 и С2 принимаем равными среднему номинальному значению: $E_C=230$ кВ. Согласно исходным данным определим сопротивления обеих систем:

$$X_{C1.МАКС} = \frac{U_{CP.НОМ.ВН}^2}{S_{K3.C1.МАКС}} = \frac{(230 \cdot 10^3)^2}{1500 \cdot 10^6} = 35,27 \text{ (Ом)};$$

$$X_{C2.МАКС} = \frac{U_{CP.НОМ.ВН}^2}{S_{K3.C2.МАКС}} = \frac{(230 \cdot 10^3)^2}{1900 \cdot 10^6} = 27,84 \text{ (Ом)};$$

$$X_{C1.МИН} = \frac{U^2_{CP.HOM.BH}}{S_{K3.C1.МИН}} = \frac{(230 \cdot 10^3)^2}{1100 \cdot 10^6} = 48,09 \text{ (Ом)};$$

$$X_{C2.МИН} = \frac{U^2_{CP.HOM.BH}}{S_{K3.C2.МИН}} = \frac{(230 \cdot 10^3)^2}{1600 \cdot 10^6} = 33,06 \text{ (Ом)}.$$

Для определения сопротивления воздушных и кабельных линий сперва выберем их марки и сечения. Номинальный ток ВЛЭП 220 кВ в максимальном режиме работы (по исходным данным транзитной мощности) с учетом поправочного коэффициента на температуру воздуха по табл. 3.16 из [19] для температуры +20°C:

$$I_{ВЛ.НОМ} = \frac{1,05 \cdot S_{ТРАНЗ}}{n_{Л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН}} = \frac{1,05 \cdot 185 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 10^3} = 254,9 \text{ (А)}.$$

Определим сечение проводов ВЛЭП по условию экономической плотности тока для часов максимума нагрузки $T_{МАХ} = (3000 \dots 5000)$ ч равной 0,9 А/мм² [19]:

$$F_{Э.ВЛ} = \frac{I_{ВЛ.НОМ}}{j} = \frac{254,9}{0,9} = 283,2 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Выбираем ближайшее значение сечения АС-300/39. Согласно данным табл. 3.7 из [19] диаметр провода марки АС-240/32 является минимальным по условиям короны и радиопомех для ступени напряжения 220 кВ. Длительно допустимый ток вне помещений равен 690А (см. табл. 3.15 из [19]).

Далее определим максимальный ток каждой ВЛЭП (при передаче всей транзитной мощности по одной):

$$I_{ВЛ.МАКС} = \frac{1,05 \cdot S_{ТРАНЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН}} = \frac{1,05 \cdot 185 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 10^3} = 509,8 \text{ (А)}.$$

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 18 |

Выбранный провод допустим к эксплуатации. Определим токи нагрузки кабельных линий к РУ-10 кВ:

$$S_{НАГР.КЛ} = n_{ТР} \cdot S_{ТР} + n_{Д} \cdot \frac{P_{Д}}{\cos \varphi \cdot \eta} + S_{ТЧН.РУ};$$

$$S_{НАГР.КЛ} = 6 \cdot 1000 \cdot 10^3 + 4 \cdot \frac{4000 \cdot 10^3}{0,89 \cdot 0,973} + 100 \cdot 10^3 = 15,34 \text{ (МВА)}.$$

$$I_{КЛ.РУ} = \frac{S_{НАГР.КЛ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.НН}} = \frac{15,34 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 843,4 \text{ (А)}.$$

Нормированная плотность тока по табл. 3.36 и 3.39 из [19] для кабельных линий с алюминиевыми жилами при прокладке в воздухе и максимуме часов нагрузки в год равным 1000...3000 ч: 1,14 А/мм².

$$F_{Э.КЛ} = \frac{I_{КЛ.РУ}}{j} = \frac{843,4}{3 \cdot 1,14} = 216,3 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

В настоящее время с позиции экономической выгоды применяют, как правило, кабели с алюминиевыми жилами. При прокладке в воздухе (на специальных кабельных эстакадах) при отсутствии опасности механических повреждения при эксплуатации [19] применим марку кабеля: 3хААШву. Для КЛ к РУ выберем сечение кабеля равным 240 мм². Экономическая мощность выбранного сечения для 10 кВ по табл. 3.37 из [18] равна 5,5 МВА. Определим число параллельных цепей линий (округлив до ближайшего большего числа):

$$n_{Ц} = \frac{S_{НАГР}}{S_{ЭК}}; \tag{3.1}$$

$$n_{Ц} = \frac{15,34}{5,5} = 2,79 \approx 3.$$

Максимальный допустимый ток одной цепи провода сечением 240 мм² и прокладке по воздуху равен 345 А. Выбранное сечение допустимо к эксплуатации. Каталожные данные для ВЛЭП и КЛ к РП сведем в табл. 3.1.

Таблица 3.1 – Каталожные данные ВЛЭП и КЛ к РП

| Цепь | Марка | Длина, км | r_0 , Ом/км | x_0 , Ом/км |
|---------|------------------|-----------|---------------|---------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| W1 | АС-300/39 | 70 | 0,098 | 0,429 |
| W2 | АС-300/39 | 85 | | |
| КЛ к РУ | 3хААШву 3х240/16 | 1,5 | 0,129 | 0,075 |

Определим индуктивные сопротивления воздушных и кабельных линий:

$$X_{W1} = L_{W1} \cdot x_0 = 70 \cdot 0,429 = 30,03(\text{Ом});$$

$$X_{W2} = L_{W2} \cdot x_0 = 85 \cdot 0,429 = 36,47(\text{Ом});$$

$$Z_{КЛ} = \frac{1}{n_{Ц}} \cdot L_{КЛ} \cdot (r_{0.КЛ} + jx_{0.КЛ}) = \frac{1}{3} \cdot 1,5 \cdot (0,129 + j0,075) = 0,065 + j0,038(\text{Ом}).$$

Сопротивления силового трансформатора с расщепленной обмоткой НН (при номинальном положении отпаяк РПН), приведенные к стороне 10 кВ определим по формулам (3.2) и (3.3):

$$X_{T1.ВН/10} = \frac{0,125 \cdot u_K}{100} \cdot \frac{U_{СР.НОМ.НН}^2}{S_{Т.НОМ}}; \quad (3.2)$$

$$X_{T1.ВН/10} = \frac{0,125 \cdot 13,5}{100} \cdot \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{160 \cdot 10^6} = 0,012(\text{Ом}).$$

$$X_{T1.НН1/10} = X_{T1.НН2/10} = \frac{1,75 \cdot u_K}{100} \cdot \frac{U_{СР.НОМ.НН}^2}{S_{Т.НОМ}}; \quad (3.3)$$

$$X_{T1.НН1/10} = X_{T1.НН2/10} = \frac{1,75 \cdot 13,5}{100} \cdot \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{160 \cdot 10^6} = 0,163(\text{Ом}).$$

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 20 |

Полное сопротивление силового трансформатора, приведенное к стороне 10 кВ будет равно:

$$X_{T1/10} = X_{T1.BH/10} + X_{T1.HH1/10} = 0,012 + 0,163 = 0,174(\text{Ом}).$$

Коэффициент трансформации трансформаторов 220/10 кВ и 10/0,4 кВ:

$$k_T = \frac{230 \cdot 10^3}{10,5 \cdot 10^3} = 21,9;$$

$$k_{T2} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{10,4 \cdot 10^3} = 26,25.$$

Определим эквивалентные сопротивление и ЭДС обеих систем в точке КЗ (см. рис.3.1):

$$E_{\text{ЭКВ}} = \left(\frac{E_{C1}}{X_{C1.МАКС} + X_{W1}} + \frac{E_{C2}}{X_{C2.МАКС} + X_{W2}} \right) \cdot \left(\frac{1}{X_{C1.МАКС} + X_{W1}} + \frac{1}{X_{C2.МАКС} + X_{W2}} \right)^{-1};$$

$$E_{\text{ЭКВ}} = \left(\frac{230 \cdot 10^3}{35,27 + 30,03} + \frac{230 \cdot 10^3}{27,84 + 36,47} \right) \cdot \left(\frac{1}{35,27 + 30,03} + \frac{1}{27,84 + 36,47} \right)^{-1};$$

$$E_{\text{ЭКВ}} = 230(\text{кВ}).$$

$$X_{\text{ЭКВ}} = \left(\frac{1}{X_{C1.МАКС} + X_{W1}} + \frac{1}{X_{C2.МАКС} + X_{W2}} \right)^{-1} = \left(\frac{1}{35,27 + 30,03} + \frac{1}{27,84 + 36,47} \right)^{-1};$$

$$X_{\text{ЭКВ}} = 32,4(\text{Ом}).$$

Приведем параметры системы и воздушных линий к ступени напряжения 10,5 кВ:

$$X_{\text{ЭКВ}/10} = \frac{X_{\text{ЭКВ}}}{(k_T)^2} = \frac{32,4}{(21,9)^2} = 0,068(\text{Ом});$$

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 21 |

$$E_{\text{ЭКВ}/10} = \frac{E_{\text{ЭКВ}}}{k_T} = \frac{230 \cdot 10^3}{21,9} = 10,5 \text{ (кВ)};$$

$$X_{W1/10} = \frac{X_{W1}}{(k_T)^2} = \frac{30,03}{(21,9)^2} = 0,063 \text{ (Ом)};$$

$$X_{W2/10} = \frac{X_{W2}}{(k_T)^2} = \frac{36,465}{(21,9)^2} = 0,076 \text{ (Ом)};$$

Сопротивление трансформатора 10/0,4 кВ, приведенное к стороне 10 кВ, также определим по формуле (3.4):

$$X_{T2/10} = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{U_{\text{СР.НОМ.НН}}^2}{S_{T2.НОМ}}; \quad (3.4)$$

$$X_{T2/10} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{1000 \cdot 10^3} = 6,06 \text{ (Ом)}.$$

Определим максимальный ток КЗ в точке К6 (от системы):

$$I^{(3)}_{\text{К6.МАКС/С}} = \frac{E_{\text{ЭКВ}/10}}{\sqrt{3} \cdot |j(X_{\text{ЭКВ}/10} + X_{T1/10}) + Z_{\text{КЛ}}|};$$

$$I^{(3)}_{\text{К6.МАКС/С}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot |j(0,068 + 0,174) + 0,065 + j0,038|} = 21,69 \text{ (кА)}.$$

Определим подпитку точки К6 от двигательной нагрузки. Номинальная мощность и ток ЭД:

$$S_{\text{Д.НОМ}} = \frac{P_{\text{Д}}}{\cos \varphi \cdot \eta} = \frac{4000 \cdot 10^3}{0,89 \cdot 0,973} = 4,619 \text{ (МВА)}.$$

$$I_{\text{Д.НОМ}} = \frac{S_{\text{Д.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Д.НОМ}}} = \frac{4,619 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 253,99 \text{ (А)}.$$

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 22 |

Определим $\sin\varphi$ нагрузки:

$$\sin\varphi = \sqrt{1 - (\cos\varphi)^2} = \sqrt{1 - 0,89^2} = 0,456.$$

Сверхпереходное сопротивление асинхронного двигателя согласно [16]:

$$X''_D = \frac{1}{k_{ПУСК}} \cdot \frac{(U_{Д.НОМ})^2}{S_{Д.НОМ}} = \frac{1}{5,7} \cdot \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{4,613 \cdot 10^6} = 4,19 \text{ (Ом)}.$$

Сверхпереходная ЭДС асинхронного двигателя согласно [15]:

$$E_D = \sqrt{(U_{Д.НОМ} - \sqrt{3} \cdot I_{Д.НОМ} \cdot X''_D \cdot \sin\varphi)^2 + (\sqrt{3} \cdot I_{Д.НОМ} \cdot X''_D \cdot \cos\varphi)^2};$$
$$E_D = \sqrt{(10500 - \sqrt{3} \cdot 253,99 \cdot 4,19 \cdot 0,456)^2 + (\sqrt{3} \cdot 253,99 \cdot 4,19 \cdot 0,89)^2} = 9,798 \text{ (кВ)}.$$

Ток КЗ от ЭД в точке К6 равен:

$$I^{(3)}_{К6/Д} = \frac{E_D}{\sqrt{3} \cdot |jX''_D|} = \frac{9,798 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot |j4,19|} = 1,351 \text{ (кА)}.$$

Суммарный ток КЗ в точке К6 равен:

$$I^{(3)}_{К6.МАКС} = I^{(3)}_{К6.МАКС/С} + 2 \cdot I^{(3)}_{К6.МАКС/Д} = 21,69 + 2 \cdot 1,351 = 24,4 \text{ (кА)}.$$

Произведем расчет данной схемы на компьютере в программе ТоКо. Результаты расчета приведены на рис. 3.2.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 23 |

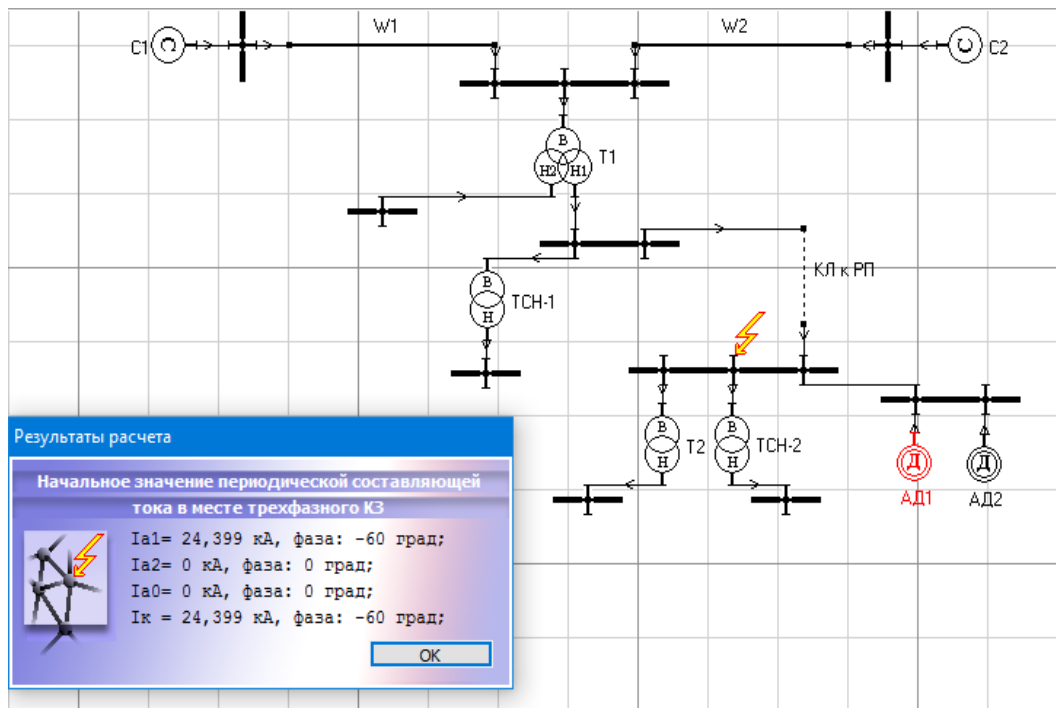


Рисунок 3.2 – Расчет максимального ТКЗ в точке К6 в программе ТоКо

Аналогично произведем расчет ТКЗ при работе электросети в минимальном режиме. Схемы замещения для расчета токов КЗ при работе электросети в минимальном режиме представим на рис. 3.3.

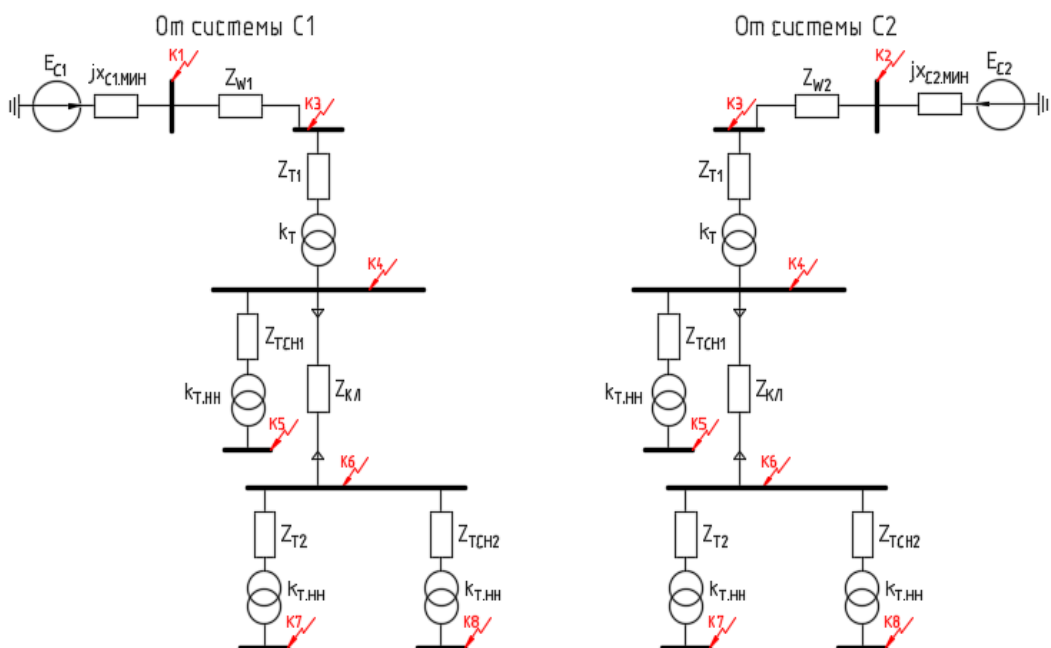


Рисунок 3.3 – Схема замещения для минимального режима

Приведем параметры систем при работе в минимальном режиме к ступени напряжения 10 кВ:

$$X_{C1.МИН/10} = \frac{X_{C1.МИН}}{(k_T)^2} = \frac{48,09}{(21,9)^2} = 0,1(\text{Ом});$$

$$X_{C2.МИН/10} = \frac{X_{C2.МИН}}{(k_T)^2} = \frac{33,06}{(21,9)^2} = 0,069(\text{Ом});$$

$$E_{C/10} = \frac{E_C}{k_T} = \frac{230 \cdot 10^3}{21,9} = 10,5(\text{кВ});$$

Определим токи КЗ от каждой из систем в точке К7, приведенный к ступени напряжения 10 кВ. Подпитку двигательной нагрузки в данной точке учитывать не будем:

$$I_{К7.МИН.С1/10}^{(3)} = \frac{E_{C/10}}{\sqrt{3} \cdot |j(X_{C1.МИН/10} + X_{W1/10} + X_{T1/10} + X_{T2/10}) + Z_{КЛ}|};$$

$$I_{К7.МИН.С1/10}^{(3)} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot |0,1 + 0,063 + j0,174 + 0,065 + j0,038|} = 0,942(\text{кА}).$$

$$I_{К7.МИН.С2/10}^{(3)} = \frac{E_{C/10}}{\sqrt{3} \cdot |j(X_{C2.МИН/10} + X_{W2/10} + X_{T1/10} + X_{T2/10}) + Z_{КЛ}|};$$

$$I_{К7.МИН.С2/10}^{(3)} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot |0,069 + 0,076 + j0,174 + 0,065 + j0,038|} = 0,944(\text{кА}).$$

Приведем полученные значения токов КЗ к ступени напряжения 0,4 кВ:

$$I_{К7.МАКС.С1}^{(3)} = I_{К7.МАКС.С1/10}^{(3)} \cdot k_{T2} = 0,941 \cdot 10^3 \cdot 26,25 = 24,716(\text{кА});$$

$$I_{К7.МАКС.С2}^{(3)} = I_{К7.МАКС.С2/10}^{(3)} \cdot k_{T2} = 0,944 \cdot 10^3 \cdot 26,25 = 24,784(\text{кА}).$$

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 25 |

Поскольку значение ТКЗ в точке К7 от системы С1 меньше, чем от системы С2, то для дальнейшего расчет минимальных значений тока КЗ будем использовать вариант работы электросети от системы С1. Произведем расчет на компьютере в программе ТоКо. Результаты приведем на рис. 3.4.

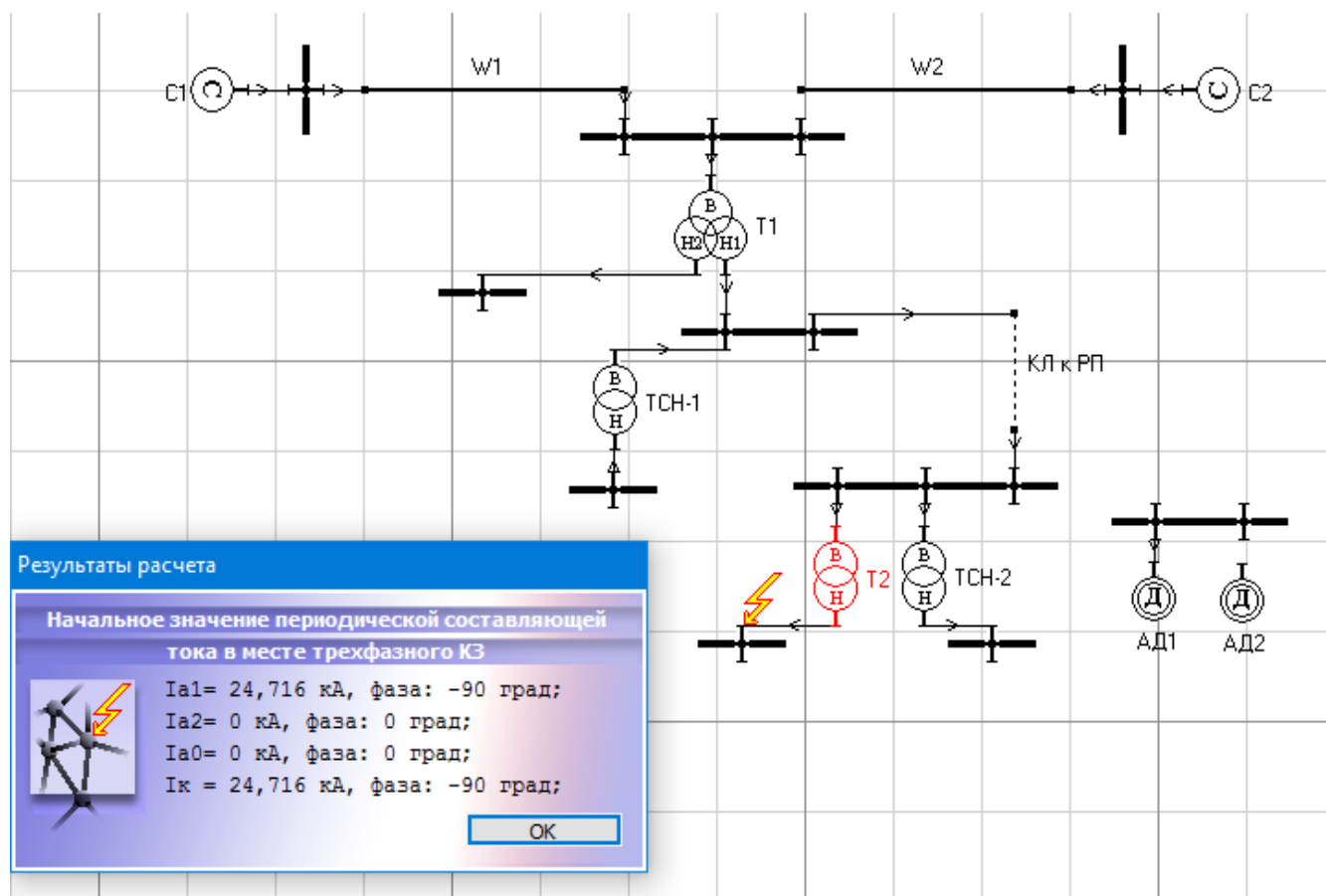


Рисунок 3.4 – Расчет минимального ТКЗ в точке К7 в программе ТоКо

Результаты расчета вручную и расчета в программе совпали, следовательно, для упрощения дальнейшего расчета будем использовать программу. При расчетах максимального и минимального значений токов в точках К4...К9 положения устройства РПН трансформатора 220/10 кВ будут переключены в крайние положения («-12» для максимального и «12» для минимального). При работе в максимальном режиме все элементы двигательной нагрузки находятся в работе, а при минимальном – все выведены. Результаты сведем в табл. 3.2.

Согласно приложению 6 из [16] также укажем постоянные затухания аperiodических составляющих ТКЗ, а также ударные коэффициенты для каждой точки. Ударные значения токов КЗ в каждой точке также рассчитаны в программе ТоКо. Все значения также сведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты расчета токов КЗ

| Точка КЗ | Значение тока КЗ, кА | | T _A , с | k _{уд} | i _{уд} , кА |
|----------|----------------------|-----------------|--------------------|-----------------|----------------------|
| | Макс. режим | Мин. режим | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| К1 | 5,23 | 2,765 | 0,05 | 1,8 | 13,31 |
| К2 | 6,126 | 4,022 | 0,05 | 1,8 | 15,59 |
| К3 | 4,229 | 1,701 | 0,02 | 1,608 | 9,617 |
| К4 | 28,992 (10 кВ) | 17,799 (10 кВ) | 0,01 | 1,85 | 75,85 |
| | 1,366 (220 кВ) | 0,725 (220 кВ) | | | |
| К5 | 14,031 (0,4 кВ) | 11,181 (0,4 кВ) | 0,02 | 1,6 | 31,75 |
| | 0,535 (10 кВ) | 0,426 (10 кВ) | | | |
| К6 | 25,737 | 15,845 | 0,01 | 1,369 | 49,83 |
| К7 | 27,949 (0,4 кВ) | 22,182 (0,4 кВ) | 0,02 | 1,6 | 63,24 |
| | 1,065 (10 кВ) | 0,845 (10 кВ) | | | |
| К8 | 3,545 (0,4 кВ) | 2,844 (0,4 кВ) | 0,02 | 1,6 | 8,021 |
| | 0,135 (10 кВ) | 0,108 (10 кВ) | | | |

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА СИЛОВЫХ АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НА ВЫСОКОЙ И НИЗКОЙ СТОРОНАХ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ И РУ

Выбор выключателей проектируемой подстанции будем проводить согласно следующим критериям из [5]:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{ВН.СЕТИ} \leq U_{НОМ.В} \cdot \quad (4.1)$$

2. По максимальному рабочему току стороны (для выключателей 220 кВ принимаем равным максимальному току стороны ВН трансформаторов):

$$I_{РАБ.МАКС} \leq I_{В.НОМ} \cdot \quad (4.2)$$

3. По отключающей способности:

$$I_{П.τ} \leq I_{ОТКЛ.НОМ} \cdot \quad (4.3)$$

где $I_{П.τ}$ – действующее значение периодической составляющей ТКЗ в указанный момент времени расхождения контактов ($τ, с$), кА;

$I_{ОТКЛ.НОМ}$ – номинальный ток отключения устанавливаемого выключателя из [2,3,4,8], кА.

4. По отключающей способности апериодической составляющей ТКЗ:

$$i_{А.τ} \leq i_{А.НОМ} \cdot \quad (4.4)$$

где $i_{А.τ}$ – действующее значение апериодической составляющей ТКЗ в указанный момент времени расхождения контактов ($τ, с$), кА, определяется как:

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 28 |

$$i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{П.0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_A}}, \quad (4.5)$$

где $I_{П.0}$ – начальное действующее значение периодической составляющей ТКЗ, кА (для соответствующей точки КЗ см. табл.3.2);

T_A – постоянная времени затухания аperiodической составляющей ТКЗ (см. табл.3.2);

τ – промежуток времени от начала КЗ до полного разрыва дугогасительных контактов выключателя, который вычислим по (4.6):

$$\tau = t_{РЗ.СРАБ.МИН} + t_{ОТКЛ.В.С}, \quad (4.6)$$

где $t_{ОТКЛ.В.С}$ – собственное время отключения выключателя из [3,3,4,8], с;

$t_{РЗ.СРАБ.МИН}$ – минимально возможная уставка срабатывания по времени терминала релейной защиты, принимаем равной 0,02 с [7].

По формуле (4.6):

$$\tau_{220} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ (с)}.$$

По формуле (4.5):

$$i_{A,\tau/220} = \sqrt{2} \cdot 4,229 \cdot e^{\frac{-0,04}{0,02}} = 0,809 \text{ (кА)}.$$

В каталожных данных выключателей [2,3,4] номинальное значение аperiodической составляющей ТКЗ не задается числовым значением, вместо него указывается процентное содержание аperiodической составляющей β_H , позволяющее определить номинальную аperiodическую составляющую ТКЗ относительно номинального тока отключения выключателя:

$$i_{A.НОМ.В/220} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ОТКЛ.НОМ.В/220}; \quad (4.7)$$

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 29 |

$$i_{A.HOM.B/220} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40 \cdot 10^3 = 22,63 \text{ (кА)}.$$

Далее производится проверка выбранных выключателей на электродинамическую и термическую стойкости согласно условиям:

1. Электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (4.8)$$

где $i_{уд}$ – ударный ток в месте короткого замыкания (см. табл.3.2), кА;

$i_{дин}$ – амплитудное значение предельного сквозного тока из [2,3,4,8], кА.

2. Термической стойкости:

$$B_{K.PACЧ} \leq I_{Tерм.B}^2 \cdot t_{Tерм.B}, \quad (4.9)$$

где $I_{Tерм.B}$ – номинальное значение тока термической стойкости выключателя из [2,3,4,8], кА;

$t_{Tерм.B}$ – время действия тока термической стойкости из [2,3,4,8], с;

$B_{K.PACЧ}$ – тепловой импульс тока короткого замыкания, равный количеству тепловой энергии, выделяемой при КЗ, $кА^2 \cdot с$, определяемый по (4.10):

$$B_{K.PACЧ} = I_{П.0}^2 \cdot (t_{откл} + T_A), \quad (4.10)$$

где $t_{откл}$ – полное время отключения КЗ, определяемое по (4.11):

$$t_{откл} = t_{PЗ.МАКС} + t_{откл.В.П}, \quad (4.11)$$

где $t_{PЗ.МАКС}$ – максимальное время срабатывания РЗ, примем равным 0,1 с (сторона 220 кВ) и 0,5 с (сторона 10 кВ);

$t_{откл.В.П}$ – полное время отключения выбранного выключателя из [2,3,4,8], с.

По формуле (4.11):

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 30 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

$$t_{\text{ОТКЛ}/220} = 0,1 + 0,05 = 0,15 (\text{с});$$

$$t_{\text{ОТКЛ}/10} = 0,5 + 0,07 = 0,57 (\text{с});$$

$$t_{\text{ОТКЛ.КЛ.РУ}} = 0,5 + 0,045 = 0,545 (\text{с});$$

$$t_{\text{ОТКЛ}/0,4} = 0,04 (\text{с}).$$

По формуле (4.10) определим тепловые импульсы ТКЗ для точек К3, К4, К6 и К7:

$$B_{\text{К.РАСЧ.К3}} = 4,229^2 \cdot (0,15 + 0,02) = 3,04 (\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

$$B_{\text{К.РАСЧ.К4}} = 28,99^2 \cdot (0,57 + 0,01) = 487,5 (\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

$$B_{\text{К.РАСЧ.К6}} = 25,74^2 \cdot (0,545 + 0,01) = 367,6 (\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

$$B_{\text{К.РАСЧ.К7}} = 27,95^2 \cdot (0,04 + 0,02) = 46,87 (\text{кА}^2 \cdot \text{с}).$$

На стороне 220 кВ предусмотрим установку элегазовых выключателей типа ВГТ-220II с приводом ППрМ (ЗАО «Электротяжмаш», г. Екатеринбург). Каталожные данные приведены в [4].

В ячейках вводных и секционного выключателей КРУ-10 кВ установим силовые вакуумные выключатели типа VAN 10-50-80-27 (АО «Шнейдер Электрик», г. Екатеринбург) [3]. На отходящих фидерах НН ГПП также установим данный типа выключателей VAN 10-50-12-2. В ячейках потребителей РУ-10 кВ будут также установлены выключатели VD4 12 (ООО «АББ Электроинжиниринг», г. Екатеринбург) [2].

На стороне 0,4 кВ трансформаторов 10/0,4 кВ в качестве секционного и вводных установим низковольтные автоматические выключатели серии Emax 2 Е6.2-Н (ООО «АББ Электроинжиниринг», г. Екатеринбург) с номинальным током 6300 А [8].

Каталожные параметры выбранных выключателей, а также условия выбора и проверку сведем в табл. 4.1. Выключатели стороны 0,4 кВ проверять по условию (4.4) не будем.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 31 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

Максимальный рабочий ток СВ равен току самых загруженных секций (секций с тремя КЛ к РУ):

$$I_{РАБ.МАКС.СВ} = 3 \cdot I_{КЛ.РУ} = 2 \cdot 843,4 = 2657 \text{ (А)}.$$

Таблица 4.1 – Выбор выключателей на сторонах 220, 10 и 0,4 кВ

| Место установки | Тип выключателя | Условия проверки | Расчетные данные | Каталожные параметры |
|-----------------|---------------------|--|--|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| ОРУ-220 кВ | ВГТ-220П-40/3150 У1 | $U_{СЕТИ} \leq U_{НОМ}$ $I_{РАБ.МАКС} \leq I_{НОМ}$ $I_{П,} \leq I_{ОТКЛ.НОМ}$ $i_{А,τ} \leq i_{А.НОМ}$ $i_{уд} \leq i_{ДИН}$ $B_{К.РАСЧ} \leq B_{К.НОМ}$ | 220 кВ 482,0 А 4,229 кА 0,809 кА 9,617 кА 3,04 кА ² ·с | 220 кВ 3150 А 40 кА 22,63 кА 102 кА 4800 кА ² ·с |
| ВВ-10 кВ | ВАН 10-50-80-27 | $U_{СЕТИ} \leq U_{НОМ}$ $I_{РАБ.МАКС} \leq I_{НОМ}$ $I_{П,} \leq I_{ОТКЛ.НОМ}$ $i_{А,τ} \leq i_{А.НОМ}$ $i_{уд} \leq i_{ДИН}$ $B_{К.РАСЧ} \leq B_{К.НОМ}$ | 10 кВ 5279 А 28,99 кА 37,38 А 75,85 кА 487,5 кА ² ·с | 10 кВ 8000 А 50 кА 21,21 кА 130 кА 7500 кА ² ·с |
| СВ-10 кВ | ВАН 10-50-31-27 | $U_{СЕТИ} \leq U_{НОМ}$ $I_{РАБ.МАКС} \leq I_{НОМ}$ $I_{П,} \leq I_{ОТКЛ.НОМ}$ $i_{А,τ} \leq i_{А.НОМ}$ $i_{уд} \leq i_{ДИН}$ $B_{К.РАСЧ} \leq B_{К.НОМ}$ | 10 кВ 2657 А 28,99 кА 37,38 А 75,85 кА 487,5 кА ² ·с | 10 кВ 3150 А 50 кА 21,21 кА 130 кА 7500 кА ² ·с |

Продолжение таблицы 4.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--|--------------------|--|---|---|
| Ячейки КЛ к РУ 10 кВ | ВАН 10-50-12-27 | $U_{\text{СЕТИ}} \leq U_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{РАБ.МАКС}} \leq I_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{П.}} \leq I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}$ $i_{\text{А,τ}} \leq i_{\text{А.НОМ}}$ $i_{\text{УД}} \leq i_{\text{ДИН}}$ $B_{\text{К.РАСЧ}} \leq B_{\text{К.НОМ}}$ | 10 кВ 843,4 А 28,99 кА 37,38 А 75,85 кА 487,5 кА ² ·с | 10 кВ 1600 А 50 кА 21,21 кА 130 кА 7500 кА ² ·с |
| Ячейки КЛ к ЭД 10 кВ, Т 10/0,4кВ | VD4 12.06.25 | $U_{\text{СЕТИ}} \leq U_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{РАБ.МАКС}} \leq I_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{П.}} \leq I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}$ $i_{\text{А,τ}} \leq i_{\text{А.НОМ}}$ $i_{\text{УД}} \leq i_{\text{ДИН}}$ $B_{\text{К.РАСЧ}} \leq B_{\text{К.НОМ}}$ | 10 кВ 253,9 А 25,74 кА 33,19 А 49,83 кА 367,6 кА ² ·с | 10 кВ 630 А 31,5 кА 10,61 кА 63 кА 2977 кА ² ·с |
| ВВ и СВ 0,4 кВ | Емах 2 Е2.2-N | $U_{\text{СЕТИ}} \leq U_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{РАБ.МАКС}} \leq I_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{П.}} \leq I_{\text{ОТКЛ.НОМ}}$ $i_{\text{УД}} \leq i_{\text{ДИН}}$ $B_{\text{К.РАСЧ}} \leq B_{\text{К.НОМ}}$ | 0,4 кВ 1443 А 27,95 кА 63,24 кА 46,87 кА ² ·с | 0,4 кВ 2500 А 66 кА 145 кА 13070 кА ² ·с |

5 ВЫБОР ВИДОВ РЗА ВСЕХ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

5.1 Выбор видов РЗА кабельных линий к РУ

Согласно п. 3.2.91 [13]: для линий в сетях 10 кВ с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных и от однофазных замыканий на землю.

Согласно п. 3.2.92 [13]: защиту от многофазных замыканий следует предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы (для удобства обслуживания прием А и С) по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Согласно п. 3.2.93 [13]: на одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки (ТО), а вторая - в виде максимальной токовой защиты (МТЗ) с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

Согласно п. 3.2.96 [13]: защиту от ОЗЗ выполним в виде селективной защиты на сигнал. Токовые защиты от ОЗЗ обеспечивают селективность только при большом количестве КЛ, отходящих от шин 10 кВ, когда суммарный емкостной ток много больше собственных емкостных токов отдельных присоединений. Поскольку число КЛ на секцию не менее 5, то защита от ОЗЗ обеспечит достаточную чувствительность.

Согласно п. 3.2.97 [13]: защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена, как правило, с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности (ТТНП).

Согласно п. 9.14.4 [9]: на отходящих линиях необходимо также предусматривать дуговую защиту и УРОВ.

Согласно п. 9.14.5. [9]: защита от дуговых замыканий должна выполняться с контролем тока.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 34 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

Согласно п. 9.14.6. [9]: на линиях питающих внешних потребителей, должна предусматриваться селективная сигнализация при ОЗЗ.

Результаты сведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1 – Выбор видов РЗА кабельных линий 10 кВ

| Виды РЗА | Исполнение | Примечание |
|---------------|---------------------------------|------------------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| ТО | двухфазное трехрелейное | $t_B=0$ |
| ТОВВ | | $t_B=\Delta t$ |
| МТЗ | | $t=const$ |
| Защита от ОЗЗ | ненаправленная | на сигнал |
| УРОВ | интегрировано в терминал РЗА | действует на отключение ВВ и СВ |
| ЗДЗ | 3 датчика дуги | с контролем тока ввода |

5.2 Выбор видов РЗА электродвигателей 10 кВ

Согласно п. 5.3.43 [13]: на электродвигателях должна предусматриваться защита от многофазных замыканий и в случаях, оговоренных ниже, защита от однофазных замыканий на землю, защита от токов перегрузки и защита минимального напряжения.

Согласно п. 5.3.43.1 [13]: для защиты электродвигателей мощностью более 2 МВт от многофазных замыканий должна предусматриваться токовая двухрелейная отсечка без выдержки времени, отстроенная от пусковых токов при выведенных пусковых устройствах, с реле прямого и косвенного действия, включенным на разность токов двух фаз.

Согласно п. 5.3.48 [13]: защита электродвигателей мощностью более 2 МВт от однофазных замыканий на землю при отсутствии компенсации должна предусматриваться при токах замыкания на землю 5 А и более.

При выполнении защиты электродвигателей МП устройствами, ТО выполняются по схемам полная звезда при отсутствии защиты от ОЗЗ.

Согласно п. 5.3.49 [13]: защита от перегрузки должна предусматриваться на электродвигателях, подверженных перегрузке по технологическим причинам. В цехах двигатели могут подвергаться перегрузкам, следовательно, необходима

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 35 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №доку. | Подп. | Дата | | |

защита от перегрузок с действием на сигнал (при постоянном дежурстве персонала).

Согласно п. 5.3.32 [13]: для облегчения условий восстановления напряжения после отключения КЗ и обеспечения самозапуска электродвигателей предусмотрим отключение защитой минимального напряжения электродвигателей ответственных механизмов.

Согласно п. 3.3.2 [13]: должно предусматриваться АПВ электродвигателей.

Согласно п. 9.14 [9]: устройство РЗА электродвигателя должно выполнять функцию УРОВ, а ячейка выключателя электродвигателя оснащена датчиком ЗДЗ. Результаты выбора сведены в табл. 5.2.

Таблица 5.2 – Выбор видов РЗА электродвигателей 10 кВ

| Виды РЗА | Исполнение | Примечание |
|--------------------------------------|------------------------------|--|
| 1 | 2 | 3 |
| ТО | двухфазное, трехрелейное | $t_B=0$ |
| Защита от ОЗЗ | токовая на ТТНП | на отключение, $t_B=0$ |
| Защита от технологической перегрузки | на сигнал | $t_B=const$ |
| Защита от блокировки ротора | на отключение | $t_B=const$ |
| ЗМН | на отключение двигателя | в терминале ТН секции |
| АПВ | после действия ЗМН | в терминале ТН секции |
| УРОВ | интегрировано в терминал РЗА | на отключение рабочего и резервного вводов |
| ЗДЗ | 3 датчика дуги | с контролем тока ввода |

5.3 Выбор видов РЗА трансформаторов 10/0,4 кВ

Согласно п. 3.2.51 [13]: для трансформаторов с обмоткой ВН 10 кВ и обмоткой НН 0,4 кВ должны быть предусмотрены защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы: многофазных замыканий в обмотках и на выводах; однофазных КЗ в обмотке и на выводах, присоединяемых к сети с глухозаземленной нейтралью; витковых замыканий в обмотках; токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ; токов в обмотках, обусловленных пере-

грузкой; понижения уровня масла; ОЗЗ в сетях с изолированной (компенсированной) нейтралью.

Согласно п. 3.2.54.2 [13]: для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений должна быть предусмотрена токовая отсечка без выдержки времени, устанавливаемая со стороны питания и охватывающая часть обмотки трансформатора, если не предусматривается дифференциальная защита. ТО должна действовать на отключение всех выключателей трансформатора.

Согласно п. 3.2.59 [13]: на понижающих трансформаторах мощностью 1 МВА и более в качестве защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ должна быть предусмотрена, действующая на отключение.

Согласно п. 3.2.61.1 [13]: на двухобмоточных трансформаторах защиту от токов, обусловленных внешними многофазными КЗ, следует устанавливать со стороны основного питания.

Согласно п. 3.2.66 [13]: на понижающих трансформаторах с высшим напряжением до 35 кВ и соединением обмотки низшего напряжения в звезду с заземленной нейтралью следует предусматривать защиту от однофазных замыканий на землю в сети НН, осуществляемую применением специальной защиты НП, устанавливаемой в нулевом проводе трансформатора.

Согласно п. 3.2.69 [13]: на трансформаторах мощностью 0,4 МВА и более в зависимости от вероятности и значения возможной перегрузки следует предусматривать максимальную токовую защиту от токов, обусловленных перегрузкой, с действием на сигнал (с постоянным дежурством персонала).

На ГПП предусмотрено резервирование нагрузки, подключенной к стороне НН трансформаторов 10/0,4 кВ. Установка АПВ не требуется.

Согласно п. 9.14 [9]: на отходящей линии к трансформатору предусмотрим наличие УРОВ с действием отключение ВВ и СВ, а также ЗДЗ с контролем тока. Результаты выбора сведены в табл. 5.3.

Таблица 5.3 – Выбор видов РЗА трансформаторов 10/0,4 кВ

| Вид РЗА | Исполнение | Примечание |
|-----------------|--------------------------|------------|
| 1 | 2 | 3 |
| Токовая отсечка | двухфазное, трехрелейное | $t_B=0$ |

| 1 | 2 | 3 |
|---|---|---|
| МТЗ без пуска по U | двухфазное, трехрелейное | $t_B = \text{const}$ |
| Защита от перегрузки | двухфазное, трехрелейное | на сигнал, $t_B = \text{const}$ |
| Защита от однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ | на измерение тока от ТТ в нейтрали трансформатора | на отключение выключателя стороны ВН трансформатора |
| УРОВ | интегрировано в терминал | на отключение рабочего и резервного вводов |
| ЗДЗ | 3 датчика дуги | с контролем тока ввода |

5.4 Выбор видов РЗА вводного выключателя 10 кВ

Согласно п. 9.14.1 [9]: на вводных выключателях 10 кВ необходимо предусматривать МТЗ с комбинированным пуском по напряжению, дуговую защиту, защиту минимального напряжения, УРОВ.

На ВВ РУ цеха МТЗ выполняется двухфазной, трехрелейной.

Результаты произведенного выбора для ВВ сведены в табл. 2.4.

Таблица 5.4 – Выбор видов РЗА вводных выключателей 10 кВ

| Вид РЗА | Исполнение | Примечание |
|--------------------|------------------------------|---|
| 1 | 2 | 3 |
| МТЗ без пуска по U | трехфазное, трехрелейное | $t_B = \text{const}$ |
| ЗМН | контроль терминалом ТН | на отключение ВВ |
| УРОВ | интегрировано в терминал РЗА | передача сигнала на отключение выключателя линии к цеху |
| ЗДЗ | 3 датчика дуги | с контролем тока ввода |

5.5 Выбор видов РЗА секционного выключателя 10 кВ

Согласно п. 3.2.129 [13]: на СВ 10 кВ должна быть предусмотрена двухступенчатая токовая защита от многофазных КЗ.

Согласно п. 3.3.30 [13]: на СВ устанавливается АВР.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 38 |

Согласно п. 9.14.2 [9]: на СВ необходимо предусматривать МТЗ, дуговую защиту, АВР. Результаты произведенного выбора для СВ сведены в табл. 5.5.

Таблица 5.5 – Выбор видов РЗА секционных выключателей 10 кВ

| Виды РЗА | Исполнение | Примечание |
|----------|---|--|
| 1 | 2 | 3 |
| МТЗ | двухфазное трехрелейное | $t=var$ |
| ЗДЗ | 3 датчика дуги | с контролем тока ввода |
| АВР | Реализуется совместным действием ВВ и ТН | однократное, без вы- держки времени |
| УРОВ | интегрировано в терминал РЗА | на отключение ВВ |

5.6 Выбор видов РЗА шин 10 кВ

Согласно п. 9.10.1 [9]: должно быть предусмотрено автоматическое повторное включение (АПВ) сборных шин открытых распределительных устройств. Поскольку шины 10 кВ РУ размещены в КРУ, устройства АПВ не предусматриваются.

Согласно п. 9.14.3 [9]: на каждой секции шин 10 кВ должны быть предусмотрены ЗДЗ, логическая защита шин (ЛЗШ) и УКИ. ЛЗШ предназначена для ускорения отключения КЗ на шинах НН ПС. Логическую защиту шин реализуем в виде токовой отсечки, блокируемой сигналами о пуске МТЗ присоединений потребителей. Для обеспечения селективности ТО имеет небольшую выдержку времени. Сигнализацию замыканий на землю реализуем с помощью УКИ. Результаты сведем в табл. 5.6.

Таблица 5.6 – Выбор видов РЗА шин 10 кВ

| Вид РЗА | Исполнение | Примечание |
|---------|--|-------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| ЛЗШ | совместное действие тер- миналов НН | $t=0,1$ с (наличие ТО) |
| ЗДЗ | 3 датчика дуги на ячейку | с контролем тока вводов |
| ОЗЗ | УКИ | на ТН секции |
| АЧР | контроль | на ТН секции |
| ЧАПВ | контроль | на ТН секции |

5.7 Выбор видов РЗА трансформаторов напряжения 10 кВ

Если МП терминал контроля напряжения ТН не измеряет частоту, то в ячейку ТН устанавливается дополнительный терминал АЧР, ЧАПВ. Результаты сведем в табл. 5.7.

Таблица 5.7 – Выбор видов РЗА трансформаторов напряжения 10 кВ

| Вид РЗА | Исполнение | Примечание |
|---------|------------|-------------------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| УКИ | контроль | действие сигнал |
| ЗМН ВВ | контроль | отключение ВВ |
| ПО АВР | контроль | разрешение АВР СВ |
| АЧР | контроль | отключение части нагрузки (КЛ к РП) |
| ЧАПВ | контроль | включение нагрузки, отключенной АЧР |

5.8 Выбор видов РЗА трансформаторов 220/10 кВ

Согласно п. 3.2.53 [13]: предусмотрим для трансформаторов газовую защиту от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла. Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле следует предусматривать отдельное газовое реле и реле давления. Предусмотрим возможность перевода действия отключающего элемента газовой защиты на сигнал и выполнения раздельной сигнализации от сигнального и отключающих элементов газового реле (различающейся характером сигнала).

Согласно п. 3.2.54 [13]: для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений должна быть предусмотрена продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени.

Согласно п. 3.2.55 [13]: ДЗТ должна осуществляться с применением специальных реле тока, отстроенных от бросков тока намагничивания, токов небаланса.

Согласно п.3.2.69 [13]: на трансформаторах 10 МВА и более следует предусматривать защиту от перегрузки, с действием на сигнал и постоянным дежурством персонала.

Согласно п.3.2.26 [13]: на двухтрансформаторной ПС АПВ не требуется.

Согласно п.3.2.59 [13]: установим МТЗ без пуска по напряжению в качестве защиты от токов обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ. Проверим чувствительность позднее.

Согласно п.3.2.59 [13]: трансформаторы с РПН должны оснащаться системой автоматического регулирования коэффициента трансформации.

Согласно п.9.7.1 [9]: на трансформаторе должны быть предусмотрены: один комплект ДЗТ, газовая защита, защита устройства РПН с использованием струйного реле, резервные защиты на сторонах ВН и НН, автоматика регулирования РПН, защита от перегрузки.

Согласно п.9.7.2 [9]: газовые (струйные) реле должны действовать через терминал дифференциальной защиты и через терминал резервной защиты стороны ВН (необходимо оснащение трансформатора реле с двумя отключающими контактами).

Согласно п.9.7.3 [9]: резервная защита на стороне ВН трансформатора должна выполняться в виде ступенчатой токовой защиты от междуфазных КЗ. Результаты сведем в табл. 5.8.

Таблица 5.8 – Выбор видов РЗА трансформаторов 220/10 кВ

| Виды защит | Исполнение | Примечание |
|------------------------------------|-------------------------------------|---|
| 1 | 2 | 3 |
| Газовая защита | газовое реле РГТ-50 | 2 ступени (сигнал/отключение) |
| Защита устройства РПН | струйное реле РСТ-25 | действие через терминалы основной и резервных защит |
| Продольная дифференциальная защита | специальные реле тока с торможением | $t_B=0$ |

| 1 | 2 | 3 |
|---|--------------------------|--|
| Максимальная токовая защита | трехфазное, трехрелейное | $t_B = \text{const}$ |
| Защита от перегрузки | трехфазное, трехрелейное | действие на сигнал |
| Автоматика управления выключателем стороны высшего напряжения | резервный терминал | контроль выключателя 110 кВ, дистанционное управление, устройство резервирования отказа выключателя, контроль коэффициента трансформации |

5.9 Выбор видов РЗА питающей ВЛЭП 220 кВ

Согласно п.3.2.106 [13]: для ВЛЭП 220 кВ предусмотрим устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных КЗ.

Согласно п.3.2.107 [13]: защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях в сети, при которых вероятны излишние срабатывания защиты.

Согласно п.3.2.108.2 [13]: на ВЛЭП с установим защиту, действующую без замедления при КЗ в любой точке линии (по требованиям сохранения устойчивости работы и обеспечения надежности технологического процесса всех объектов, питаемых подстанцией). На ВЛ с двусторонним питанием требуется установка защиты, действующая без замедления при КЗ в любой точке линии.

Согласно п.3.2.111 [13]: на одиночных ВЛЭП с двухсторонним питанием должна быть применена трехступенчатая ДЗ, используемая в качестве резервной. В качестве дополнительной защиты применим токовую отсечку без выдержки времени. От замыканий на землю со стороны питания установим ступенчатую токовую ненаправленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП).

Согласно п.3.2.115 [13]: в качестве основной защиты одиночных линий с двусторонним питанием высокочастотную дифференциальную защиту.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 42 |

Согласно п.3.2.116 [13]: при выполнении основной защиты в виде ДФЗ, в качестве резервных применим: трехступенчатую ДЗ (от многофазных КЗ) и ТНЗП (от замыканий на землю).

Согласно п.3.3.2 [13]: предусмотрим АПВ ВЛ.

Согласно п.3.3.10 [13]: на одиночных ВЛ с двухсторонним питанием используем быстродействующее АПВ.

Согласно п.9.9.1 [9]: на ВЛЭП с двусторонним питанием должны устанавливаться две независимые защиты от всех видов повреждений (быстродействующая с абсолютной селективностью и комплект ступенчатых защит).

Согласно п.9.9.2 [9]: в качестве основной защиты выбрана дифференциально-фазная защита.

Согласно п.9.9.3 [9]: для обеспечения связи между полукомплектами ДФЗ используем высокочастотные каналы связи (ВЧКС) по проводам ЛЭП.

Согласно п.9.9.4 [9]: комплект ступенчатых защит должен содержать ДЗ и ТНЗП. Отдельные ступени ДЗ должны блокироваться при качаниях.

Согласно п.9.9.5 [9]: предусмотрим возможность оперативного и автоматического ускорения ступенчатых защит.

Согласно п.9.10 [9]: предусмотрим простое (без контроля напряжения и синхронизма) трехфазное АПВ с однократным действием (одиночные ВЛ 110 кВ с двухсторонним питанием).

Согласно п.9.11 [9]: УРОВ 110 кВ должно быть реализуем со ступенчатым действием, с пуском от токовых защит:

1 ступень – действие без выдержки времени и без контроля тока на отключение своего выключателя (УРОВ на себя);

2 ступень – действие с выдержкой времени и с контролем тока на отключение выключателей смежных присоединений с запретом АПВ.

При одном выключателе на линию допускается совмещать третий комплект (АУВ, АПВ, УРОВ) со вторым (резервные защиты) в одном шкафу.

Виды и исполнения РЗиА ВЛЭП 220 кВ приведены в табл. 5.9.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 43 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

Таблица 5.9 – Выбор видов РЗА ВЛЭП 220 кВ

| Виды защит | Исполнение | Примечание |
|------------------------------------|-------------------------------|--|
| 1 | 2 | 3 |
| Дифференциально-фазная защита | ВКЧС для связи полукомплектов | $t_B=0$ |
| ДЗ | 3 ступени | основной комплект |
| ТНЗНП | 4 ступени | основной комплект |
| ТО | трехфазное, трехрелейное | основной комплект (со стороны питания) $t_B=0$ |
| ДЗ | 3 ступени | резервный комплект |
| ТНЗНП | 4 ступени | резервный комплект |
| ТО | трехфазное, трехрелейное | резервный комплект (со стороны питания) $t_B=0$ |
| Автоматика управления выключателем | терминал резервных защит | контроль состояния выключателей со стороны питания, дистанционное управление, УРОВ, однократное ТАПВ |

6. ВЫБОР ТИПОИСПОЛНЕНИЯ УСТРОЙСТВ РЗА ВСЕХ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

6.1 Выбор типоразмера устройств РЗА кабельных линий к РУ

В качестве фирмы-разработчика выбран ООО НПП «ЭКРА», г. Чебоксары. Выбор типоразмера терминалов защит будем производить согласно каталогам и картам заказа, представленным на сайте разработчика [21,22].

Для защиты кабельных линий к РУ-10 кВ выберем терминал БЭ2502А0103-61Е2 УХЛЗ.1. Наличие необходимых защит представим в табл.6.1.

Таблица 6.1 – Типоразмер терминалов для кабельных линий 10 кВ

| Необходимые функции | Наличие у терминала |
|----------------------------|---|
| 1 | 2 |
| ТО | Трехступенчатая МТЗ |
| ТОВВ | |
| МТЗ | |
| Направленная защита от ОЗЗ | Двухступенчатая защита от ОЗЗ |
| УРОВ | УРОВ на отключение смежных выключателей |

6.2 Выбор типоразмера устройств РЗА электродвигателей 10 кВ

Для защиты электродвигателей 10 кВ выберем терминал БЭ2502А0701-61Е2 УХЛЗ.1. Наличие необходимых защит представим в табл.6.2.

Таблица 6.2 – Типоразмер терминалов для электродвигателей 10 кВ

| Необходимые функции | Наличие у терминала |
|--------------------------------------|--|
| 1 | 2 |
| ТО | Первая или вторая ступени МТЗ |
| Защита от ОЗЗ | По току нулевой последовательности |
| Защита от технологических перегрузок | Третья ступень МТЗ с действием на отключение |
| Защита от блокировки ротора | Срабатывание по току, превышающему пусковой |
| ЗМН | Осуществляется терминалом ТН |
| АПВ после ЗМН | Осуществляется терминалом ТН |
| УРОВ | УРОВ на отключение смежных выключателей |

6.3 Выбор типоразмера устройств РЗА трансформаторов 10/0,4 кВ

Для защиты трансформаторов 10/0,4 кВ специальный терминал с реле ДЗТ не нужен, следовательно, выберем терминал БЭ2502А0109-61Е2 УХЛЗ.1. Наличие необходимых защит для трансформаторов 10/0,4 кВ показано в табл.6.3.

Таблица 6.3 – Типоразмер терминалов для трансформаторов 10/0,4 кВ

| Необходимые функции | Наличие у терминала |
|---|---|
| 1 | 2 |
| ТО | Трехступенчатая МТЗ |
| МТЗ | |
| Защита от перегрузки | |
| Защита от однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ | Двухступенчатая ненаправленная токовая защита от замыканий на землю |
| УРОВ | УРОВ на отключение смежных выключателей |

6.4 Выбор типоразмера устройств РЗА ВВ 10 кВ

Для защиты вводных выключателей выберем терминалы БЭ2502А0301-61Е1 УХЛЗ.1. Наличие необходимых защит показано в табл.6.4.

Таблица 6.4 – Типоразмер терминалов для вводных выключателей 10 кВ

| Необходимые функции | Наличие у терминала |
|---------------------|---|
| 1 | 2 |
| МТЗ | Трехступенчатая МТЗ |
| ЛЗШ | МТЗ для ЛЗШ с независимой характеристикой |
| ЗМН | Осуществляется терминалом ТН |
| УРОВ | УРОВ на отключение смежных выключателей |

6.5 Выбор типоразмера устройств РЗА СВ 10 кВ

Для защиты секционного выключателя выберем терминал БЭ2502А0201-61Е2 УХЛЗ.1. Наличие необходимых защит показано в табл.6.5.

Таблица 6.5 – Типоразмер терминалов для СВ 10 кВ

| Необходимые функции | Наличие у терминала |
|---------------------|---------------------|
| 1 | 2 |
| МТЗ | Трехступенчатая МТЗ |

| | |
|------|---|
| 1 | 2 |
| АВР | АВР секции шин с контролем остаточного напряжения на секции |
| УРОВ | УРОВ на отключение вводных выключателей |

6.6 Выбор типоразмера устройств шин 10 кВ

Для защиты шин в цехах не нужен терминал, т.к. для реализации ЛЗШ не нужен отдельный терминал. В качестве устройства дуговой защиты в ячейках КРУ-10 кВ используем блок контроля и регистрации БКР-1 (фирмы ООО «Релематика, г. Чебоксары). На каждый такой блок от ячейки КРУ будут приходить сигналы от датчиков ДО-1 по специальному экранированному кабелю, что обеспечивает защиту от воздействия внешних электромагнитных полей.

6.7 Выбор типоразмера устройств РЗА ТН 10 кВ

Для защиты ячеек ТН секций выберем терминал БЭ2502А0402-61Е2 УХЛЗ.1. Наличие необходимых защит показано в табл. 6.6.

Таблица 6.6 – Типоразмер терминалов для ТН секции

| Необходимые функции | Наличие у терминала |
|---------------------|---|
| 1 | 2 |
| УКИ | ЗОЗЗ по напряжению нулевой последовательности 3U0 |
| ЗМН ЭД | ЗМН первой ступени |
| АПВ после ЗМН | Пусковой орган АВР |
| ЗМН ВВ | ЗМН второй ступени |
| АЧР | Две очереди АЧР |
| ЧАПВ | Обеспечивает ЧАПВ |

6.8 Выбор типоразмера шкафов РЗА трансформаторов 220/10 кВ

В качестве комплекта основных и резервных защит силовых трансформатора 220/10 кВ со схемой РУ ВН «мостик» выберем шкаф ШЭ2607 151-27Е2УХЛ4 [22]. В состав шкафа входят: комплект основной и резервной защиты А1 на базе терминала БЭ2704 045, комплект резервных защит и АУВ ВН А2 на базе терминала серии БЭ2704 073, комплект автоматики регулирования напряжения трансформатора А3 на базе терминала серии БЭ2502 А0501. Комплекты А1 и А2 оснащены устройствами контроля изоляции цепей ГЗ. Также шкаф ШЭ2607 151 обеспечивает прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней ГЗ трансформатора и ГЗ РПН, датчиков повышения температуры масла, изменений уровня масла, неисправностях цепей охлаждения. Наличие необходимых функций выбранного шкафа приведем в табл.6.7.

Таблица 6.7 – Типоразмер шкафа РЗА трансформаторов 220/10 кВ

| Требуемая функция | Наличие в терминале | | |
|-------------------------------------|--|--------------------|--------------|
| | БЭ2704 045 | БЭ2704 073 | БЭ2502 А0501 |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| ДЗТ с торможением | + | – | – |
| Дифференциальная отсечка | + | – | – |
| ТЗНП ВН | + | – | |
| МТЗ ВН | + | + | – |
| МТЗ НН1, МТЗ НН2 | + | – | – |
| Защита от перегрузки | – | МТЗ (3 ступень) | – |
| Дифференциальная защита ошиновки | В наличии | – | – |
| ГЗ трансформатора | Цепи отключения от газовой защиты через РСТ-25 и РГТ-50 | | – |
| ГЗ РПН | | | – |
| Автоматика РПН | – | | + |
| АУВ ВН, УРОВ | + | + | – |

6.9 Выбор типоразмера шкафов РЗА питающей ВЛЭП 220 кВ

В качестве основного комплекта защит воздушных линий применим шкаф дифференциально-фазной защиты линий 220 кВ ШЭ2607 086-61Е2 УХЛ4 [22]

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 48 |

совместно с панелью ПДЭ2802. В качестве резервного комплекта защит воздушных линий и автоматики управления выключателем применим шкаф ШЭ2607 021-61Е2 УХЛ4 [22]. Наличие необходимых функций шкафов показано в табл. 6.8.

Таблица 6.8 – Типоисполнение шкафа РЗиА ВЛ 220 кВ

| Требуемая функция | Наличие у шкафа | |
|--|-----------------|------------|
| | ШЭ2607 086 | ШЭ2607 021 |
| 1 | 2 | 3 |
| Дифференциально-фазная защита | + | — |
| Дистанционная защита | + | + |
| Токовая направленная защита нулевой последовательности | + | + |
| Токовая отсечка | + | + |
| Автоматика управления выключателем | + | + |

7. РАСЧЕТ УСТАВОК УСТРОЙСТВ РЗА ВСЕХ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

7.1 Расчет уставок устройств РЗА электродвигателя 10 кВ

Методики расчета уставок срабатывания защит терминала защит электродвигателей 6-10 кВ на сайте фирмы-производителя нет, поэтому воспользуемся методикой, представленной в [11]. Рассчитываемые виды защит приведены в табл. 5.2.

1. Токовая отсечка электродвигателя.

Для защиты ЭД от междуфазных замыканий применяется токовая отсечка без выдержки времени. Ток срабатывания ТО отстраивается от максимального возможного тока при пуске двигателя или подпитке внешнего КЗ.

Ток срабатывания определим по формуле (7.1):

$$I_{ТО.с.з} = k_{ОТС} \cdot k_A \cdot I_{Д.МАКС}, \quad (7.1)$$

где $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, принимаем равным 1,2 [11];

k_A – коэффициент апериодики, учитывающий увеличение погрешности терминала при наличии апериодической составляющей в токе, равный 1,2 [11];

$I_{Д.МАКС}$ – максимальный ток двигателя при пуске:

$$I_{Д.МАКС} = k_{ПУСК} \cdot I_{Д.НОМ} = 5,7 \cdot 254,0 = 1448 \text{ (А)}.$$

Согласно формуле (7.1):

$$I_{ТО.с.з} = 1,2 \cdot 1,2 \cdot 1448 = 2085 \text{ (А)}.$$

Определим коэффициент чувствительности отсечки при двухфазном КЗ на выводах ЭД в минимальном режиме работы энергосистемы (точка К6)

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 50 |

$$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{К6.МИН}}^{(3)}}{I_{\text{ТО.с.з}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} \geq 1,5, \quad (7.2)$$

где $k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)}$ – коэффициент относительной чувствительности схемы к двух-фазным КЗ, равный 1;

$$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 15850}{2085} \cdot 1 = 6,58 \geq 1,5.$$

Нормативная чувствительность токовой отсечки ЭД обеспечена.

Определим вторичный ток срабатывания защиты (срабатывание реле):

$$I_{\text{ТО.с.з.2}} = \frac{I_{\text{ТО.с.з}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)}, \quad (7.3)$$

где $k_{\text{сх}}^{(3)}$ – коэффициент схемы для трехфазного режима, равный 1 (для схемы соединения «неполная звезда с дополнительным реле»);

n_{T} – коэффициент трансформации, равный отношению номинальных первичного и вторичного токов ТТ, для выбранного ТОЛ-10 [10] эти значения равны 300А и 5А соответственно.

По формуле (7.3):

$$I_{\text{ТО.с.з.2}} = \frac{2085 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 34,8 (\text{А}).$$

Допустимый диапазон срабатывания по току: 1,00...200,00А [7].

Согласно [7] примем уставку по времени равной 0,01 с.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 51 |

2. Защита от замыкания на землю.

Согласно [13] защита от электродвигателей от ОЗЗ должна применяться при отсутствии компенсации, когда токи замыкания на землю превышают 5 А (для ЭД мощностью более 2 МВт).

В зависимости от значения тока $I_{C\Sigma}$ защита от ОЗЗ может быть выполнена с действием на сигнал при условии, что ток срабатывания будет меньше, указанного в [12].

Рекомендуется устанавливать нулевое значение времени срабатывания защиты от ОЗЗ. Для повышения чувствительности защиты от ОЗЗ или отстройки от переходных процессов можно принять время срабатывания защиты равным 0,1 с.

Уставка тока срабатывания защиты от ОЗЗ определим по формуле (7.4):

$$3I_0 = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot k_{БР} \cdot (I_{EMK.Д} + I_{EMK.КЛ}), \quad (7.4)$$

где k_{OTC} – коэффициент отстройки, равный 1,2 из [11];

k_B – коэффициент броска собственного емкостного тока присоединения в начальный момент внешнего замыкания на землю, примем равным 2 [11];

k_B – коэффициент возврата защиты от ОЗЗ, 0,95 [7].

Согласно [10], емкость обмоток одной фазы неявнополюсного асинхронного двигателя определяется по формуле (7.5):

$$C_D = \frac{0,0187 \cdot S_{Д.НОМ} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{U_{Д.НОМ} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{Д.НОМ})}}; \quad (7.5)$$
$$C_D = \frac{0,0187 \cdot 4,619 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{10,5 \cdot (1 + 0,08 \cdot 10,5)}} = 16,38 \text{ (нФ)}.$$

Определим собственный емкостной ток (при номинальной частоте питающей сети 50 Гц) двигателя по формуле (7.6):

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 52 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №доку. | Подп. | Дата | | |

$$I_{EMK.Д} = 2\pi f \cdot \sqrt{3} \cdot C_{Д} \cdot U_{Д.НОМ}; \quad (7.6)$$

$$I_{EMK.Д} = 2\pi \cdot 50 \cdot \sqrt{3} \cdot 16,38 \cdot 10^{-9} \cdot 10500 = 0,094 \text{ (А)}.$$

Собственный емкостной ток кабельной линии к двигателю определим по формуле (7.7):

$$I_{EMK.КЛ} = L_{КЛ.Д} \cdot k_{КЛ.Д}, \quad (7.7)$$

где $k_{КЛ.Д}$ – удельный емкостной ток КЛ к ЭД выбранного сечения (см. табл.3.55 из [19]).

$L_{КЛ.Д}$ – длина кабельной линии к ЭД, км.

В рамках курсового проекта примем длины кабельных линий к трансформаторам 10/0,4 кВ и ЭД 10 кВ равными 0,05 км. Длины кабельных линий к РУ приведены в исходных данных. В качестве марки провода принимаем кабель для прокладки в земле (кабельных каналах) применим марку кабелей: ПвВнг с сечением жил 4x185 мм² (электродвигатели) и 35 мм² (трансформаторы 10/0,4 кВ) с допустимым длительным током 4x380 и 147 А соответственно (табл. 3.41 из [19]). Согласно табл. 3.55 из [19] значения удельного емкостного тока для выбранных сечений КЛ 10 кВ составляют 0,69 (35 мм²) и 1,4 (185 мм²) А/мм².

По формуле (7.7):

$$I_{EMK.КЛ} = 0,05 \cdot 1,4 = 0,07 \text{ (А)}.$$

Таким образом, ток срабатывания защиты от ОЗЗ согласно (7.4):

$$3I_0 = \frac{1,2}{0,95} \cdot 2 \cdot (0,094 + 0,07) = 0,413 \text{ (А)}.$$

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 53 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

Для проверки чувствительности защиты от ОЗЗ определим значение суммарного емкостного тока каждой КЛ к секции РУ-10 кВ по формуле (7.8):

$$I_{C\Sigma} = N_{PP} \cdot n_{Ц.КЛ} \cdot L_{КЛ} \cdot k, \quad (7.8)$$

где N_{PP} – число электроприемников каждого типа;

$n_{Ц.КЛ}$ – количество параллельных цепей каждого фидера;

$L_{КЛ}$ – длина каждого фидера, км;

k – удельное значение емкостного тока КЛ (для сечения КЛ к РУ равно 1,3), А/км;

$$I_{C\Sigma} = 1 \cdot 3 \cdot 1,5 \cdot 1,6 + 1 \cdot 4 \cdot 0,05 \cdot 1,4 + 4 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,69 = 7,97 \text{ (А)}.$$

Чувствительность защиты от ОЗЗ можно оценить по формуле (7.9):

$$k_{\text{Ч}} = \frac{I_{C\Sigma}}{3I_0} \geq 1,5, \quad (7.9)$$

$$k_{\text{Ч}} = \frac{7,97}{0,413} = 19,3 \geq 1,5.$$

Нормативная чувствительность защиты обеспечена.

Для измерения тока в нулевом проводе предусмотрим трансформатор тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ-1 с коэффициентом трансформации 25/1, согласно [10].

Определим вторичный ток срабатывания защиты от ОЗЗ по формуле (7.10):

$$3I_{0,2} = \frac{3I_0}{n_{T,0}}; \quad (7.10)$$

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 54 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №доку. | Подп. | Дата | | |

$$3I_{0.2} = \frac{7,97 \cdot 1}{25} = 0,017 \text{ (A)}.$$

Полученное значение входит в допустимый диапазон по току защиты от ОЗЗ: 0,01...4,00 А [7].

В соответствии с [4] выбираем уставку срабатывания по времени 0,1 с.

По формуле (7.8) определим суммарный емкостной ток секций КРУ-10 кВ:

$$I_{\Sigma, \text{КРУ}} = 10 \cdot 3 \cdot 1,5 \cdot 1,6 = 72 \text{ (A)}.$$

В соответствии с [13] компенсация емкостного тока с применением дугогасящих катушек в сети 10 кВ применяется при значении суммарного емкостного тока больше 20 А. Для обеспечения компенсации определим расчетную мощность реактора по формуле (7.11):

$$Q_K = I_{\Sigma} \cdot \frac{U_{\text{НОМ.НН}}}{\sqrt{3}}; \quad (7.11)$$

$$Q_K = 72 \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 415,7 \text{ (кВА)}.$$

Выбираем фирму-производителя ДГР: ОАО ПК ХК «Электрозавод», г. Москва. На сайте производителя [1] выбираем реактор заземляющий, дугогасящий, с плавным регулированием, однофазный, с естественной циркуляцией воздуха и масла, с автоматическим управлением (блок управления БАУДР) марки РЗДПОМА-500/10 У1 на номинальную мощность 500 кВА, на номинальное напряжение 10 кВ, с диапазоном токов компенсации 5,0-80,0 А, встроенным ТТ ТВ-35-100/5.

Фирма-изготовитель рекомендует подключать ДГР к сети через заземляющие фильтры (ФЗ) собственного производства. Для РЗДПОМА-500/10 У1 используется заземляющий фильтр ФЗМ-500/10 У1 с обмоткой, выполненной по схеме "зигзаг".

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 55 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

Подключение ДГР к сети через ФЗ предпочтительнее, т.к. в отличие от трансформатора фильтр не имеет вторичной обмотки, следовательно, дешевле.

3. Защита от технологических перегрузок.

Согласно [6] ЗП выбранного терминала работает на основе дифференциальной тепловой модели. При выполнении ЗП двигателя с дежурным персоналом на подстанции защиту на сигнал выполним в качестве третьей ступени токовой защиты (МТЗ-3) с независимой выдержкой времени.

Ток срабатывания защиты от перегруза будем от номинального тока двигателя:

$$I_{C.ЗП} = \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{Д.НОМ}, \quad (7.12)$$

где $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки защиты от симметричных перегрузок, равный 1,05 (действие на сигнал из [11]);

k_B – коэффициент возврата по току, равный 0,95 согласно [7];

Согласно (7.12), ток срабатывания ЗП:

$$I_{C.ЗП} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 253,9 = 280,7 \text{ (А)}.$$

Определим вторичный ток срабатывания ЗП:

$$I_{C.ЗП.2} = \frac{I_{C.ЗП}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{280,7 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 4,7 \text{ (А)}.$$

Допустимый диапазон уставок срабатывания по току ступени защиты МТЗ-3 (перегруз на сигнал): 0,25...200,00А [7].

Выдержку времени защиты от перегруза обычно выбирают по условию надежности при несрабатывании защиты при пуске и самозапуске:

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 56 |

$$t_{С.ЗП} = k_{ЗАП} \cdot t_{ПУСК}, \quad (7.13)$$

где $k_{ЗАП}$ – коэффициент запаса, принимается равным 1,3;

$t_{ПУСК}$ – время пуска отечественных двигателей, равное 15 с;

$$t_{С.ЗП} = 1,3 \cdot 15 = 19,5 \text{ (с)}.$$

4. Защита от блокировки ротора.

Если при пуске или работе ротор будет заблокирован, то перегрев ЭД может наступить за сравнительно короткое время. Защита от перегрузки с действием на сигнал в этом случае будет неэффективна. В терминале предусмотрена специальная защиты от блокировки ротора, действующая на отключение.

Ток срабатывания защиты от заклинивания ротора выбирается по условию отстройки пускового тока ЭД:

$$I_{ЗБР} = \frac{1,2 \cdot k_{ПУСК} \cdot I_{Д.НОМ}}{k_B}; \quad (7.14)$$

$$I_{ЗБР} = \frac{1,2 \cdot 5,7 \cdot 254,0}{0,95} = 1829 \text{ (А)}.$$

Определим вторичный ток срабатывания ЗБР:

$$I_{ЗБР.2} = \frac{I_{ЗБР}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{1829 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 30,48 \text{ (А)}.$$

Допустимый диапазон уставок срабатывания ЗБР по току: 0,05...60,00А [6].

Первая ступень защиты [7] предназначена для быстрого отключения двигателя в случае блокировки ротора и выполняет ближайшее резервирование при отказе отсечки. Время срабатывания первой ступени примем равным 0,1 с, что позволяет отстроить уставку срабатывания первой ступени от броска пускового тока двигателя.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 57 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

5. Защита минимального напряжения и АПВ после ЗМН.

Рассматриваемый ЭД должен отключаться при снижении напряжения дольше определенного времени. В соответствии с [13] напряжение срабатывания ЗМН:

$$U_{C.ЗМН.2} = 0,7 \cdot U_{НОМ.2}, \quad (7.15)$$

где $U_{НОМ.2}$ – номинальное напряжение вторичной обмотки трансформатора напряжения 10 кВ, равное 100 В.

Согласно (7.15) напряжение срабатывания защиты:

$$U_{C.ЗМН.2} = 0,7 \cdot 100 = 70(\text{В}).$$

В соответствии с [13] выдержка времени ЗМН должна быть отстроена от быстродействующих защит двигателей 10 кВ. Принимаем наименьшее значение: 1,5 с. Автоматическое повторное включение будет произведено через 12 с, если линейное вторичное напряжение восстановится до 70 В за это время.

6. УРОВ.

Ток срабатывания органа контроля тока, протекающего через выключатель:

$$I_{УРОВ} = 0,05 \cdot I_{Д.НОМ}; \quad (7.16)$$

$$I_{УРОВ} = 0,05 \cdot 254,0 = 12,7(\text{А}).$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ (срабатывание реле):

$$I_{УРОВ.2} = \frac{I_{УРОВ}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{12,7 \cdot 5}{300} \cdot 1 = 0,212(\text{А}).$$

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 58 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

Выдержку времени срабатывания УРОВ определим по условию отстройки от времени отключения исправного выключателя:

$$t_{УРОВ} = t_{ОТКЛ.В} + t_{В.УРОВ} + t_{П.УРОВ} + t_{ЗАП}, \quad (7.17)$$

где $t_{ОТКЛ.В}$ – полное время отключения выключателя ЭД [2];

$t_{В.УРОВ}$ – время возврата токового органа УРОВ, равное 0,025 с [7];

$t_{П.УРОВ}$ – погрешность выдержки времени, равная 0,04 с [7];

$t_{ЗАП}$ – запас по времени, принимаемый равным 0,1 с [7].

Выдержка времени срабатывания УРОВ по (7.17):

$$t_{УРОВ} = 0,045 + 0,03 + 0,04 + 0,1 = 0,215 \text{ (с)}.$$

Согласно [7] принимаем минимальную уставку срабатывания по времени: 0,25 с.

7.2 Расчет уставок устройств РЗА трансформатора 10/0,4 кВ

Расчет уставок срабатывания защит выбранного терминала для трансформатора 10/0,4 кВ будем проводить согласно методике [15]. Рассматриваемые виды защит трансформатора указаны в табл.5.3.

1. Токовая отсечка.

Ток срабатывания отсечки определяется по двум условиям. По условию отстройки от бросков тока намагничивания:

$$I_{С.ОЛ} \geq k_{БТН} \cdot I_{Т.НОМ.ВН}, \quad (7.18)$$

где k_H – коэффициент, учитывающий увеличение тока относительно номинального тока трансформатора при БТН в зависимости от типа и мощности защищаемого трансформатора принимается равным от 3 до 7, примем равным 5;

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 59 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

$$I_{C.O/1} = 5 \cdot 54,9 = 274,9 \text{ (A)}.$$

По условию отстройки от максимального значения тока короткого замыкания за трансформатором (точка К7):

$$I_{C.O/2} \geq k_{OTC} \cdot k_A \cdot I_{K7.MAKC.VH}^{(3)}, \quad (7.19)$$

где k_{OTC} – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и обеспечивающий необходимый запас, равный 1,15 [15];

k_A – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности при наличии апериодической составляющей в токе КЗ, равный 1,2 [15];

$$I_{C.O/2} \geq 1,15 \cdot 1,2 \cdot 1065 = 1534 \text{ (A)}.$$

Из двух полученных значений токовой отсечки выбирается большее:

$$I_{C.O} = \max \{ I_{C.O/1}; I_{C.O/2} \} = \max \{ 274,9; 1534 \} = 1534 \text{ (A)}.$$

Для выбора ТТ ячейки КЛ к трансформатору 10/0,4 кВ определим максимальный рабочий ток стороны ВН, равный:

$$I_{T2.PAB.MAKC} = 1,4 \cdot I_{T2.HOM.VH} = 76,98 \text{ (A)}.$$

Для трансформатора тока ТОЛ-10 в ячейке трансформатора 10/0,4 кВ выбираем первичный номинальный ток 100 А. Коэффициент схемы для трехфазного режима для схемы неполная звезда с дополнительным реле равен 1. Определим вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{C.O.2} = \frac{I_{C.O}}{n_T} \cdot k_{CX}^{(3)} = \frac{1534 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 76,7 \text{ (A)}.$$

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 60 |

Допустимый диапазон уставок по току: 1,00...100,00. Дискретность шага: 0,01 А [7].

Чувствительность отсечки проверяется относительно минимального значения трехфазного КЗ на выводах обмотки высшего напряжения:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К7.МИН}}^{(3)}}{I_{\text{С.О}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{22180}{1534} \cdot 1 = 14,46 \geq 1,2.$$

Нормативная чувствительность обеспечивается. Принимаем минимально возможную [7] уставку по времени: 0,01 с.

2. Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{С.З}} = \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{С.ЗАП}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{Т2.РАБ.МАКС}}, \quad (7.20)$$

где $k_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности, равный 1,2 [15];

$k_{\text{С.ЗАП}}$ – коэффициент самозапуска, принимаем равным 1,5 [15];

$k_{\text{В}}$ – коэффициент возврата по [7] равен 0,95;

$I_{\text{Т2.РАБ.МАКС}}$ – максимальный рабочий ток стороны ВН;

По формуле (7.20):

$$I_{\text{С.З}} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 76,98 = 145,9 (\text{А}).$$

Оценим чувствительность МТЗ при двухфазном металлическом КЗ в основной зоне действия на выводах обмотки низшего напряжения трансформатора:

$$I_{\text{К7.МИН.ВН}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К7.МИН.ВН}}^{(3)} = 731,8 (\text{А});$$

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 61 |

$$k_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{К7.МИН.ВН}}^{(2)}}{I_{\text{С.З}}} \cdot k_{\text{ОТ.Ч.СХ}}^{(2)} = \frac{731,8}{145,9} \cdot 1 = 5,0 \geq 1,5.$$

Расчетный коэффициент чувствительности превышает нормативный, чувствительность обеспечена. Пуск по напряжению не требуется.

Определим вторичное значение тока срабатывания защиты:

$$I_{\text{С.З.ВТОР}} = \frac{I_{\text{С.З}}}{n_{\text{T}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{145,9 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 7,3 (\text{А}).$$

Допустимый диапазон уставок по току: 1,00...100,00. Дискретность шага: 0,01 А [7].

Для выбора выдержки времени максимальной токовой защиты терминала трансформатора 10/0,4 кВ необходимо рассчитать значение ступени селективности Δt между МТЗ терминала и МТЗ расцепителя вводного автоматического выключателя [8]:

$$\Delta t = t_{\text{РЗ.МИН}} + t_{\text{ОТКЛ.АВТ.ВВ}} + t_{\text{ЗАП}}, \quad (7.21)$$

где $t_{\text{ОТКЛ.АВТ.ВВ}}$ – время включения низковольтного АВ, 0,04 с [8];

$t_{\text{РЗ.МИН}}$ – минимальное время ступени срабатывания МТЗ, равное 0,02 с [7];

$t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса, равное 0,1 с [7];

$$\Delta t = 0,02 + 0,04 + 0,1 = 0,16 (\text{с}).$$

Степень селективности можно оставить расчетному или округлить до 0,3 с. Примем равной 0,3 с [15].

Выдержка времени максимальной токовой защиты трансформатора (выдержка времени МТЗ автомата Еmax 2 равно 0,1 с [8]):

$$t_{\text{МТЗ.Т2}} = t_{\text{МТЗ.ВВ.0,4}} + \Delta t = 0,1 + 0,3 = 0,4 (\text{с}).$$

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 62 |

3. Защита от перегруза трансформатора.

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{C.3.П} = \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{T.НОМ.ВН}, \quad (7.22)$$

где $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, с действием на сигнал равный 1,05 [15];

k_B – коэффициент возврата ступени МТЗ, на которой реализуем защиту от перегрузки, примем нормативным 0,95 [7];

$$I_{C.3П} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 54,9 = 60,8 \text{ (А)}.$$

Определим вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{C.3П.ВТОР} = \frac{I_{C.3П}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{60,8 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 3,04 \text{ (А)}.$$

Допустимый диапазон уставок по току: 0,10...5,00 [7].

Защита от перегруза может быть выполнена с действием на сигнал и на отключение. Время срабатывания защиты необходимо отстраивать от режимов кратковременных перегрузок и без расчета разрешается принимать из диапазона 9...10 с. Примем уставку срабатывания защиты от перегруза по времени: 9 с.

4. Защита от однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ.

Ток срабатывания защиты от однофазных КЗ выбирается по условию отстройки от наибольшего тока небаланса в нулевом проводе трансформатора в нормальном режиме:

$$I_{C.3.0} = k_H \cdot I_{НБ.МАКС}, \quad (7.23)$$

где k_H – коэффициент надежности, равный 1,25 [15];

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 63 |

$I_{НБ.МАКС}$ – наибольший ток небаланса в нулевом проводе трансформатора со схемой соединения обмоток Δ/Y в нормальном режиме, равный 75% от максимального рабочего тока стороны НН;

$$I_{T.МАКС.НН} = 1,4 \cdot I_{T.НОМ.НН} = 2021(\text{А});$$

$$I_{C.ЗНП} = 1,25 \cdot 0,75 \cdot 2021 = 1894(\text{А}).$$

Произведем ручной расчет однофазного ТКЗ за трансформатором (см. рис. 7.1) при посчитанных ранее токах трехфазного КЗ за трансформатором согласно методике, представленной в [15].

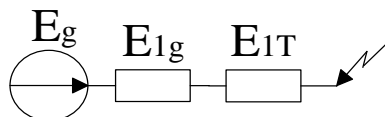


Рисунок 7.1 – Схема замещения однофазного тока КЗ за трансформатором

Определим сопротивление системы, приведенное к стороне 0,4 кВ:

$$Z_{1G} = Z_{2G} = \frac{E_{1G}}{\sqrt{3} \cdot I_{К7.МИН.ВН}^{(3)}} \cdot \left(\frac{U_{CP.НОМ.НН}}{U_{CP.НОМ.ВН}} \right)^2 = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 845} \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 0,01(\text{Ом}).$$

Сопротивление трансформатора, приведенное к стороне 0,4 кВ, примем равным 0,081 Ом согласно [14].

Определим ток однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ:

$$I_{К7.МИН}^{(1)} = \frac{3 \cdot U_{CP.НОМ.Ф}}{2 \cdot Z_{1G} + Z_{1T}} = \frac{3 \cdot 230}{2 \cdot 0,01 + 0,081} = 6,776(\text{кА}).$$

Определим коэффициент чувствительности защиты:

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 64 |

$$k_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{К8.МИН}}^{(1)}}{I_{\text{С.ЗНП}}} = \frac{6776}{1894} = 3,58 \geq 1,2.$$

В соответствии с [13] коэффициент чувствительности требуется обеспечить не менее 1,2. Нормативная чувствительность выполнена.

Для определения первичного номинального тока трансформатора тока нулевой последовательности определим максимальный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ.МАКС}} = 0,75 \cdot 2021 = 1516 \text{ (А)}.$$

Для трансформатора тока ТНШЛ-0,66 [10] выберем первичный номинальный ток 2000 А, а номинальный вторичный – 5 А. Определим вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{С.ЗНП.ВТОР}} = \frac{I_{\text{С.ЗНП}}}{n_{\text{Т.НП}}} = \frac{1516 \cdot 5}{2000} = 4,74 \text{ (А)}.$$

Вторичный ток срабатывания защиты от однофазных коротких замыканий на стороне 0,4 кВ входит в допустимый диапазон по току: 0,50...15,00 А [7].

Выдержка времени защиты должна быть отстроена от действия защиты от однофазных коротких замыканий расцепителей автоматических выключателей Еmax2 (равная 0,02 с [8]):

$$t_{\text{ЗНП.Т}} = t_{\text{3.0.ВВ.0,4}} + \Delta t = 0,02 + 0,3 = 0,32 \text{ (с)}.$$

5. УРОВ.

Ток срабатывания органа контроля тока определим по формуле (7.16):

$$I_{\text{УРОВ}} = 0,05 \cdot 54,9 = 2,75 \text{ (А)}.$$

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 65 |

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ (срабатывание реле):

$$I_{УРОВ.2} = \frac{I_{УРОВ}}{n_T} \cdot k_{CX}^{(3)} = \frac{2,75 \cdot 5}{100} \cdot 1 = 0,137(\text{А}).$$

Выдержка времени срабатывания УРОВ по формуле (7.17):

$$t_{УРОВ} = 0,045 + 0,03 + 0,04 + 0,1 = 0,215(\text{с}).$$

Согласно [7] принимаем минимальную уставку срабатывания по времени: 0,25 с.

7.3 Расчет уставок устройств РЗА кабельной линии к РУ

Произведем выбор уставок срабатывания защит выбранного терминала для КЛ к РУ-10 кВ с применением методики, описанной в [15]. Рассчитываемые виды РЗА представлены в табл. 5.1.

1. Токовая отсечка.

Определим ток срабатывания мгновенной ТО по условию отстройки от максимального тока трехфазного КЗ в конце линии:

$$I_{C.O/1} \geq k_H \cdot I_{КЗ.МАКС}^{(3)}, \quad (7.24)$$

где k_H – коэффициент надежности, принимается равным 1,15 из [15];

$$I_{C.O/1} \geq 1,15 \cdot 25740 = 29600(\text{А}).$$

Ток отсечки по первому условию больше тока КЗ в начале линии, поэтому ее использование бесполезно. Определим уставку отсечки по условию отстройки от бросков тока намагничивания от суммы всех трансформаторов 10/0,4 кВ, а

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 66 |

также пусковых токов ЭД 10 кВ, подключенных к защищаемой линии (при коэффициенте бросков равным 5 [15], ударный коэффициент):

$$I_{C.O/2} \geq k_{БТН} \sum I_{T2.НОМ} + k_{У.Д} \sum I_{Д.ПУСК}; \quad (7.25)$$

где $k_{У.Д}$ – ударный коэффициент пускового тока ЭД, принимается из диапазона 1,3...1,8 [15];

$$I_{C.O/2} = 5 \cdot 6 \cdot 54,9 + 1 \cdot 1,8 \cdot 1448 = 4255 (A).$$

Как правило ток срабатывания, рассчитанный по первому условию во много раз превышает ток, рассчитанный по второму. В качестве уставки принимаем меньшее значение:

$$I_{C.O} = I_{C.O/2} = 4255 (A).$$

Применение ТО позволяет уменьшить время отключения близких КЗ, тем самым уменьшая нагрев кабельной линии при КЗ.

Согласно [10] для ТОЛ-10 выберем первичный номинальный ток 1000 А.

Определим вторичный ток срабатывания отсечки (ток срабатывания реле):

$$I_{C.O.КЛ.2} = \frac{I_{C.O.КЛ}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{4255 \cdot 5}{1000} \cdot 1 = 21,3 (A).$$

2. Токовая отсечка с выдержкой времени.

Уставка срабатывания по току ТОВВ отстраивается по двум условиям. По условию отстройки от токовых отсечек элементов РУ:

$$I_{C.ТОВВ1} = k_{ОТС.ТОВВ} \cdot \max(I_{C.O.Д}; I_{C.O.T2}), \quad (7.26)$$

где $k_{Н.ТОВВ}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,1 [15];

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 67 |

$$I_{C.TOBV1} = 1,1 \cdot \max(2085; 1534) = 2293 \text{ (A)}.$$

По условию отстройки от максимально-допустимого пускового тока (один из двигателей уже запущен, а второй запускается во вторую очередь):

$$I_{C.TOBV2} = k_{H.TOBV} \cdot \left(\sum I_{T2.HOM} + \sum I_{D.ПУСК} + \sum I_{D.HOM} \right), \quad (7.27)$$

где $\sum I_{D.ПУСК}$ – суммарный пусковой ток ЭД, запускаемых во вторую очередь;

$\sum I_{D.HOM}$ – суммарный номинальный ток ЭД, запущенных в первую очередь;

$$I_{C.TOBV2} = 1,1 \cdot (6 \cdot 54,9 + 1 \cdot 1448 + 1 \cdot 254) = 2235 \text{ (A)}.$$

Определяющим будет условие с большим значением:

$$I_{C.TOBV} = \max(I_{C.TOBV1}; I_{C.TOBV2}) = \max(2293; 2235) = 2293 \text{ (A)}.$$

Оценим чувствительность ТОВВ для схемы соединения ТТ и терминала «неполная звезда с доп. реле» (при КЗ в конце КЛ):

$$k_{Ч.TOBV} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{К6.МИН}^{(3)}}{I_{C.TOBV}} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 15850}{2293} \cdot 1 = 5,98 \geq 1,5.$$

ТОВВ защищает всю линию во всех режимах работы. Определим вторичное значение тока срабатывания защиты:

$$I_{C.TOBV.2} = \frac{I_{C.TOBV}}{n_T} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{2293 \cdot 5}{1000} \cdot 1 = 11,5 \text{ (A)}.$$

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 68 |

Для определения выдержки времени ТОВВ необходима отстройка от времени срабатывания мгновенных отсечек ЭД и трансформаторов 10/0,4 кВ. За ступень селективности принимаем значение равное 0,3 с. Выдержка времени ЛЗШ вводного выключателя РУ-10 кВ по рекомендациям [7] принимается равной 0,1 с. Тогда выдержка времени ТОВВ:

$$t_{\text{ТОВВ.КЛ}} = t_{\text{ЛЗШ.ВВ}} + \Delta t = 0,1 + 0,3 = 0,4 \text{ (с)}.$$

3. Максимальная токовая защита с зависимой выдержкой времени.

Ток срабатывания МТЗ определим по формуле (7.28):

$$I_{\text{С.З.КЛ}} \geq \frac{k_H \cdot k_{\text{С.З}}}{k_B} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}}, \quad (7.28)$$

где k_H – коэффициент надежности, равный 1,1 [7];

k_B – коэффициент возврата МТЗ, равный 0,95 [7];

$k_{\text{С.З}}$ – коэффициент самозапуска, определяемый по формуле (7.29):

$$k_{\text{С.З}} = \frac{S_3}{S_{\text{РАБ.МАКС}}} = \frac{k_{\text{П}} \cdot N_3 \cdot S_{\text{Д.НОМ}} + N_{\text{Т}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{N_{\text{Д}} \cdot S_{\text{Д.НОМ}} + N_{\text{Т}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}, \quad (7.29)$$

где N_3 – количество двигателей 10 кВ, участвующих в самозапуске;

$$k_{\text{С.З}} = \frac{5,7 \cdot 1 \cdot 4619 + 6 \cdot 1000}{2 \cdot 4619 + 6 \cdot 1000} = 2,12$$

По формуле (7.26):

$$I_{\text{С.З.КЛ}} \geq \frac{1,1 \cdot 2,12}{0,95} \cdot 843,4 = 2072 \text{ (А)}.$$

Проверим чувствительность в основной зоне действия (при КЗ в точке К7):

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 69 |

$$k_{ч.ОЗД} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{К6.МИН}^{(3)}}{I_{С.З.КЛ}} \cdot k_{от.ч.СХ}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 15850}{2072} \cdot 1 = 6,62 \geq 1,5.$$

Коэффициент удовлетворяет нормативному коэффициенту, следовательно, пуск по напряжению не потребуется.

Коэффициент чувствительности в ЗР (за трансформатором 10/0,4 кВ, для схемы соединения D/Y коэффициент относительной чувствительности схемы равен $2/\sqrt{3}$):

$$k_{ч.ЗР} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{К7.МИН}^{(3)}}{I_{С.З.КЛ}} \cdot k_{от.ч.СХ}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 845}{2072} \cdot \frac{2}{\sqrt{3}} = 0,408 \leq 1,2.$$

МТЗ КЛ не обеспечивает чувствительности в ЗР за трансформаторами 10/0,4 кВ РУ, улучшить данный коэффициент практически невозможно.

Защита КЛ должна быть отстроена по времени срабатывания от действия предохранителей на стороне 10 кВ ТСН РУ и выдержки времени вводного выключателя секции. Поскольку уставки плавких предохранителей значительно меньше (порядка 0,01...0,05 с) уставки срабатывания по времени защиты ввода РУ, то отстроимся от него. Выдержка времени вводного выключателя секции РУ-10 кВ (при рассчитанной ранее ступени селективности равной 0,3 с):

$$t_{МТЗ.ВВ.РУ} = t_{МТЗ.Т2} + \Delta t = 0,4 + 0,3 = 0,7 \text{ (с)}.$$

Расчетная выдержка времени МТЗ КЛ при КЗ на шинах НН ГПП (точка К4):

$$t_{МТЗ.КЛ.РУ} = t_{МТЗ.ВВ.РУ} + \Delta t = 0,7 + 0,3 = 1,0 \text{ (с)}.$$

Определим кратность МТЗ КЛ при КЗ в точке К6:

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 70 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

$$K_{K6} = \frac{I^{(3)}_{K6.МАКС}}{I_{С.З.КЛ}} = \frac{25740}{2072} = 12,42.$$

Определим выдержку времени МТЗ КЛ, согласно методики из [15]:

$$t = \frac{80}{\left(\frac{I}{I_P}\right)^2 - 1} \cdot T_P, \quad (7.30)$$

где t – расчетная выдержка времени МТЗ;

I – ток, подведенный к терминалу;

I_P – уставка МТЗ по току;

T_P – уставка МТЗ по времени.

Выразим уставку по времени:

$$T_P = \frac{t_{МТЗ.КЛ}}{80} \cdot \left((K_{K6})^2 - 1 \right) = \frac{1}{80} \cdot \left((12,42)^2 - 1 \right) = 1,92 \text{ (с)}.$$

Допустимый диапазон 0,05...3,2 с [7].

Определим выдержку времени МТЗ КЛ при максимальном ТКЗ в начале КЛ:

$$t_{K4.МАКС} = \frac{80}{\left(\frac{I^{(3)}_{K4.МАКС}}{I_P}\right)^2 - 1} \cdot T_P = \frac{80}{\left(\frac{2899}{2072}\right)^2 - 1} \cdot 1,92 = 0,787 \text{ (с)}.$$

При минимальном ТКЗ в начале КЛ выдержка времени составит:

$$t_{K4.МИН} = \frac{80}{\left(\frac{I^{(3)}_{K4.МИН}}{I_P}\right)^2 - 1} \cdot T_P = \frac{80}{\left(\frac{17800}{2072}\right)^2 - 1} \cdot 1,92 = 2,11 \text{ (с)}.$$

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 71 |

Недостатком зависимой выдержки времени является быстрое увеличение выдержек времени при снижении ТКЗ (экстремально инверсная характеристика). При минимальном значении тока КЗ уставка по времени превышает расчетную уставку на отходящей линии (1,0 с). Для ускорения срабатывания защиты при работе в минимальном режиме работы применим МТЗ с независимой выдержкой времени:

$$t_{\text{МТЗ.КЛ.К4}} = t_{\text{МТЗ.КЛ.РВ}} = 1,0 \text{ (с)}.$$

Определим вторичный ток срабатывания МТЗ (ток срабатывания реле):

$$I_{\text{С.З.КЛ.2}} = \frac{I_{\text{С.З.КЛ}}}{n_T} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{2072 \cdot 5}{1000} \cdot 1 = 10,4 \text{ (А)}.$$

Допустимый диапазон уставок по току: 1,00...100,00. [7].

4. Направленная защита от ОЗЗ.

Защита от ОЗЗ, в соответствии с алгоритмом, приведенным в [7], реализуется направленной, по току и напряжению нулевой последовательности. Направленная ЗОЗЗ по принципу действия не требует отстройки от собственного емкостного тока КЛ. Поэтому первичный ток срабатывания защиты определяется из условия обеспечения требуемой чувствительности:

$$I_{\text{ЗОЗЗ.КЛ}} = \frac{I_{\text{С}\Sigma} - I_{\text{С.КЛ}}}{k_{\text{Ч.НОРМ}}}, \quad (7.31)$$

где $k_{\text{Ч.НОРМ}}$ – нормативный коэффициент чувствительности, равный 2;

$I_{\text{С.КЛ}}$ – собственный ток КЛ, определяемый по формуле (7.7):

$$I_{\text{С.КЛ}} = 1,6 \cdot 1,5 = 2,4 \text{ (А)}.$$

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 72 |

Суммарный емкостной ток секции РУ-10 кВ нашли ранее: 7,97 А. По формуле (7.30):

$$I_{3033.КЛ} = \frac{7,97 - 2,4}{2} = 2,78(\text{А}).$$

Так как линия выполнена тремя параллельными цепями кабеля, на каждой из них устанавливается однокабельный ТТНП. Для трансформатора ТЗЛМ-1 [10] коэффициент трансформации будет равен 25/1. Вторичный ток срабатывания защиты от ОЗЗ:

$$I_{3033.КЛ.2} = \frac{I_{3033.КЛ}}{n_{0T}} = \frac{2,78}{25} = 0,111(\text{А}).$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ЗОЗЗ входит в допустимый диапазон уставок по току $3I_0$: 0,01...2 А.

Время срабатывания ЗОЗЗ определяется по условиям эксплуатации и по рекомендациям МУ ФСК задается в пределах 10...20 с. Принимаем равной 10 с.

5. УРОВ.

Определим ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ по формуле (7.16):

$$I_{УРОВ} = 0,05 \cdot I_{РАБ.МАКС.КЛ} = 0,05 \cdot 843,4 = 42,2(\text{А}).$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ (срабатывание реле):

$$I_{УРОВ.2} = \frac{I_{УРОВ}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{42,2 \cdot 5}{1000} \cdot 1 = 0,211(\text{А}).$$

Определим выдержку времени УРОВ по условию (7.17):

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 73 |

$$t_{УРОВ} = 0,045 + 0,03 + 0,04 + 0,1 = 0,215 \text{ (с)}.$$

Согласно [7] принимаем минимальную уставку срабатывания по времени:
0,25 с.

7.4 Расчет уставок устройств СВ 10 кВ

Произведем выбор уставок срабатывания защит выбранного терминала для СВ 10 кВ с применением методики, описанной в [17]. Рассчитываемые виды РЗА представлены в табл. 5.5.

1. ЛЗШ (стандартная).

Определим ток срабатывания пускового органа ЛЗШ, исходя из условия гарантированной чувствительности при минимально-возможном токе двухфазного КЗ на шинах НН ГПП:

$$I_{ПО.ЛЗШ} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{К4.МИН}^{(3)} \cdot k^{(2)}_{ОТ.Ч.СХ}, \quad (7.32)$$

где $I_{К4.МИН}^{(3)}$ – ток КЗ в минимальном режиме работы системы на шинах НН ГПП, кА;

$k_{Ч.Н}$ – нормативный коэффициент чувствительности, равный 1,5 [17];

$k^{(2)}_{ОТ.Ч.СХ}$ – коэффициент относительной чувствительности схемы к двухфазным КЗ, равный 1 (для схемы неполная звезда с дополнительным реле);

$$I_{ПО.ЛЗШ.СВ} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{17800}{1,5} \cdot 1 = 10280 \text{ (А)}.$$

Рабочий максимальный ток нашли ранее (см. п.4):

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 74 |

$$I_{РАБ.МАКС.СВ} = 2657 (А).$$

Согласно [10] для ТОЛ-10-М-2 выберем первичный номинальный ток 3000 А. Определим вторичный ток срабатывания по ЛЗШ:

$$I_{ПО.ЛЗШ.СВ.2} = \frac{I_{ПО.ЛЗШ.СВ}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{10280 \cdot 5}{3000} \cdot 1 = 17,1 (А).$$

Согласно [7] допустимый диапазон: 0,05...300,00.

Выдержка времени ПО ЛЗШ должна быть больше времени пуска ненаправленной МТЗ КЛ к цеху. Таким образом, время срабатывания ПО ЛЗШ:

$$t_{ЛЗШ} = t_{МТЗ.КЛ.ПУ} + t_{ЗАП} = 1,0 + 0,1 = 1,1 (с).$$

Допустимый диапазон по [7] составляет 0,05...300,00 с.

2. МТЗ с независимой выдержкой времени.

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{С.З.СВ} = \frac{k_H \cdot k_{С.З}}{k_B} \cdot I_{РАБ.МАКС.СВ} = \frac{1,1 \cdot 2,12}{0,95} \cdot 2657 = 6526 (А).$$

Коэффициент чувствительности при КЗ на шинах НН ГПП (ОЗД):

$$k_{Ч.СВ(ОЗД)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{К4.МИН}^{(3)}}{I_{С.З}} \cdot k_{ОТ.Ч.СХ}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 17800}{6526} \cdot 1 = 2,36 \geq 1,5.$$

Определим вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{С.З.СВ.2} = \frac{I_{С.З.СВ}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{6526 \cdot 5}{3000} \cdot 1 = 10,9 (А).$$

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 75 |

Согласно [7] допустимый диапазон: 0,05...100,00.

Определим степень селективности:

$$\Delta t = t_{\text{ОТКЛ.СВ}} + 2 \cdot t_{\text{ПОГРЕШ.МТЗ}} + t_{\text{ВОЗВР.МТЗ}} + t_{\text{ЗАП}}, \quad (7.33)$$

где $t_{\text{ОТКЛ.СВ}}$ – время отключения секционного выключателя СВ [3];

$t_{\text{ПОГРЕШ.МТЗ}}$ – погрешность таймеров МТЗ терминалов, равная 0,025 с [6];

$t_{\text{ВОЗВ.МТЗ}}$ – время возврата ступеней МТЗ СВ, равное 0,065 с [6];

$t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса, равное 0,1 с;

$$\Delta t = 0,07 + 2 \cdot 0,025 + 0,065 + 0,1 = 0,285 \text{ (с)}.$$

Округлим расчетную степень селективности до 0,3 с.

Выдержка времени СВ отстраивается от выдержки времени МТЗ КЛ при КЗ на шинах НН ГПП:

$$t_{\text{МТЗ.СВ}} = t_{\text{МТЗ.КЛ.К5}} + \Delta t = 1,0 + 0,3 = 1,3 \text{ (с)}.$$

3. Автоматическое включение резерва.

Выдержка времени таймера однократности включения:

$$t_{\text{О.В.АВР}} = t_{\text{ВКЛ.СВ}} + t_{\text{ЗАП}}, \quad (7.34)$$

где $t_{\text{ВКЛ.СВ}}$ – время включения выключателя, равное 0,06 с [3];

$$t_{\text{О.В.АВР}} = 0,06 + 0,1 = 0,16 \text{ (с)}.$$

Округлим выдержку времени таймера однократности включения до 0,2 с.

4. УРОВ.

Определим ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ по формуле (7.16):

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 76 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

$$I_{УРОВ} = 0,05 \cdot I_{РАБ.МАКС.СВ} = 0,05 \cdot 2657 = 132,8(\text{А}).$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ (срабатывание реле):

$$I_{УРОВ.2} = \frac{I_{УРОВ}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{132,8 \cdot 5}{3000} \cdot 1 = 0,221(\text{А}).$$

Определим выдержку времени УРОВ по условию (7.17):

$$t_{УРОВ} = 0,07 + 0,03 + 0,04 + 0,1 = 0,24(\text{с}).$$

Согласно [7] принимаем минимальную уставку срабатывания по времени: 0,25 с.

7.5 Расчет уставок устройств РЗА ВВ 10 кВ

Произведем выбор уставок срабатывания защит выбранного терминала для ВВ 10 кВ с применением методики, аналогичной для СВ 10 кВ [17]. Рассчитываемые виды РЗА представлены в табл. 5.4.

1. ЛЗШ (стандартная).

Ток срабатывания пускового органа ЛЗШ (по условию гарантированной чувствительности при минимально-возможном токе двухфазного КЗ на шинах НН ГПП):

$$I_{ПО.ЛЗШ} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 17800}{1,5} \cdot 1 = 10280(\text{А}).$$

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 77 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

Рабочий максимальный ток, протекающий через ВВ секций НН ГПП, равен максимальному рабочему току на стороне 10 кВ силового трансформатора в режиме перегруза:

$$I_{РАБ.МАКС.ВВ} = I_{Т.МАКС.НН1} = I_{Т.МАКС.НН2} = 5279(\text{А}).$$

Нагрузку ввода также можно отстроить от половины существующей нагрузки. Для этого определим ток нагрузки двух секций (5 КЛ):

$$I_{РАБ.ВВ} = 5 \cdot I_{РАБ.МАКС.КЛ} = 5 \cdot 843,4 = 4217(\text{А}).$$

Согласно [10] для ТШЛ-10 выберем первичный номинальный ток равным 5000 А.

Определим вторичный ток срабатывания по ЛЗШ:

$$I_{ПО.ЛЗШ.2} = \frac{I_{ПО.ЛЗШ}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{10280 \cdot 5}{5000} \cdot 1 = 10,3(\text{А}).$$

Согласно [7] допустимый диапазон: 0,05...100,00.

Выдержка времени ПО ЛЗШ должна быть больше времени пуска ненаправленной МТЗ КЛ РУ (самая большая выдержка по времени среди МТЗ элементов нагрузки секций НН ГПП). Таким образом, время срабатывания ПО ЛЗШ:

$$t_{ЛЗШ} = t_{МТЗ.КЛ} + t_{ЗАП} = 1,3 + 0,1 = 1,4(\text{с}).$$

Допустимый диапазон по [7] составляет 0,05...300,00 с.

2. МТЗ с независимой выдержкой времени.

Определим ток срабатывания защиты:

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 78 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

$$I_{C.3.} = \frac{k_H \cdot k_3}{k_B} \cdot I_{РАБ.МАКС.ВВ} = \frac{1,1 \cdot 2,12}{0,95} \cdot 4217 = 10360 \text{ (А)}.$$

Определим коэффициент чувствительности при КЗ на шинах НН ГПП:

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К4.МИН}}^{(3)}}{I_{C.3.}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 17800}{10360} \cdot 1 = 1,5 \geq 1,5.$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет нормативному, следовательно, пуск по напряжению не нужен.

Определим вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{C.3.2} = \frac{I_{C.3.}}{n_T} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{10360 \cdot 5}{5000} \cdot 1 = 10,4 \text{ (А)}.$$

Согласно [7] допустимый диапазон: 0,05...200,00.

Определим ступень селективности аналогично расчету МТЗ СВ: принимаем равной 0,3 с.

Выдержка времени ВВ отстраивается от выдержки времени МТЗ СВ при КЗ на шинах НН ГПП:

$$t_{\text{МТЗ.ВВ}} = t_{\text{МТЗ.СВ}} + \Delta t = 1,3 + 0,3 = 1,6 \text{ (с)}.$$

3. УРОВ.

Определим ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ по формуле (7.16), который отстроим от тока суммарной нагрузки самых загруженных секций (с тремя КЛ):

$$I_{\text{Т.РАБ.НН}} = \frac{3 \cdot S_{\text{НАГР.КЛ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СР.НОМ.НН}}} = \frac{3 \cdot 15,34 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2530 \text{ (А)}.$$

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 79 |

$$I_{УРОВ} = 0,05 \cdot I_{Т.РАБ.НН} = 0,05 \cdot 2530 = 126,5 \text{ (А)}.$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ (срабатывание реле):

$$I_{УРОВ.2} = \frac{I_{УРОВ}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{126,5 \cdot 5}{5000} \cdot 1 = 0,127 \text{ (А)}.$$

Определим выдержку времени УРОВ по условию (7.17):

$$t_{УРОВ} = 0,07 + 0,03 + 0,04 + 0,1 = 0,24 \text{ (с)}.$$

Согласно [7] принимаем минимальную уставку срабатывания по времени: 0,25 с.

7.6 Расчет уставок устройств РЗА трансформаторов 220/10 кВ

Расчет уставок срабатывания основных защит двухобмоточного трансформатора будем производить согласно универсальной методике [18] для реле типа ДЗТ-21, принцип работы которого аналогичен ДЗТ микропроцессорных терминалов. Выбор уставок согласно допустимым диапазонам проведем согласно методическим указаниям к эксплуатации выбранных шкафов по руководящим указаниям фирмы-производителя [7, 22].

1. ДЗТ с торможением.

Первичные токи сторон ВН и НН защищаемого трансформатора:

$$I_{НОМ.Т.ВН} = 401,6 \text{ (А)}.$$

$$I_{НОМ.Т.НН1} = I_{НОМ.Т.НН2} = 4399 \text{ (А)}.$$

Токи сторон при 120%-ной перегрузке были найдены ранее:

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 80 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

$$I_{T.МАКС.ВН} = 482,0(\text{А}).$$

$$I_{T.МАКС.НН1} = I_{T.МАКС.НН2} = 5279(\text{А}).$$

Для терминала ДЗТ независимо от схемы соединения обмоток силового трансформатора трансформаторы тока соединяются в типовую схему полной звезды.

На стороне ВН трансформаторов установим трансформаторы тока типа ТРГ-220 [10] с первичным номинальным током 500 А. Для трансформаторов тока вводных выключателей 10 кВ предварительно были выбраны ТЛШ-10 с первичным номинальным током 6000 А.

Определим вторичные номинальные токи сторон ВН и НН:

$$I_{ВТОР.НОМ.Т.ВН} = \frac{I_{НОМ.Т.ВН}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{401,6 \cdot 5}{500} \cdot 1 = 4,02(\text{А});$$

$$I_{ВТОР.НОМ.Т.НН1} = I_{ВТОР.НОМ.Т.НН2} = \frac{I_{НОМ.Т.НН1}}{n_T} \cdot k_{СХ}^{(3)} = \frac{4399 \cdot 5}{6000} \cdot 1 = 3,67(\text{А}).$$

Для снижения тока небаланса из-за неравенства вторичных токов в плечах ДЗТ в терминале применяются коэффициенты выравнивания:

$$K_{В.ВН} = \frac{I_{2.НОМ.ТТ.ВН}}{I_{ВТОР.НОМ.Т.ВН}} = \frac{5}{4,02} = 1,245.$$

$$K_{В.НН} = \frac{I_{2.НОМ.ТТ.НН}}{I_{ВТОР.НОМ.Т.НН}} = \frac{5}{3,67} = 1,364.$$

Все расчетные токи ДЗТ приводятся к стороне ВН трансформатора и представляются в о.е. За базовый ток обычно выбирается $I_{НОМ.Т.ВН}$.

Определим (в о.е.) $I_{СР.МИН}$ по условию отстройки от БТН при включении ненагруженного трансформатора под напряжение:

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 81 |

$$I_{C.P.МИНЛ} \geq 0,3 \cdot I_{T.НОМ} = 0,3 \cdot 1 = 0,3 (\text{о.е.}).$$

Составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью ТТ:

$$I_{НБ.ТТ} = k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon \cdot I_{НАЧ.ТОРМ}, \quad (7.35)$$

где $k_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие апериодической составляющей тока), равный 1 (апериодическая составляющая токов отфильтровывается в МП терминалах);

$k_{ОДН}$ – коэффициент однотипности ТТ, равный 1 (ТТ разнотипные);

ε – относительное значение полной погрешности ТТ, равный 0,1;

$$I_{НБ.ТТ} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 1 = 0,1 (\text{о.е.}).$$

Определим составляющую тока небаланса, обусловленную наличием РПН:

$$I_{НБ.РПН} = \Delta U \cdot I_{НАЧ.ТОРМ}, \quad (7.36)$$

где ΔU – относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения на стороне ВН защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования (12%);

$$I_{НБ.РПН} = \frac{12}{100} \cdot 1 = 0,12 (\text{о.е.}).$$

Определим составляющую тока небаланса, обусловленную округлением коэффициентов, выравнивающих вторичные токи в плечах защиты:

$$I_{НБ.ВЫР} = \left(\left| \frac{K_{В.ВН.Р} - K_{В.ВН.Ф}}{K_{В.ВН.Р}} \right| + \left| \frac{K_{В.НН.Р} - K_{В.НН.Ф}}{K_{В.НН.Р}} \right| \right) \cdot I_{НАЧ.ТОРМ}; \quad (7.37)$$

$$I_{НБ.ВЫР} = \left(\left| \frac{1,245 - 1,24}{1,245} \right| + \left| \frac{1,364 - 1,36}{1,364} \right| \right) \cdot 1 = 0,0069 \text{ (о.е.)}.$$

Определим (в о.е.) $I_{СР.МИН}$ по условию отстройки от расчетного первичного тока небаланса в режиме, соответствующем началу торможения:

$$I_{СР.МИН/2} \geq 1,5 \cdot I_{НБ.НАЧ.ТОРМ} = 1,5 \cdot (I_{НБ.ТТ} + I_{НБ.РПН} + I_{НБ.ВЫР}); \quad (7.38)$$

$$I_{СР.МИН/2} \geq 1,5 \cdot (0,1 + 0,12 + 0,0069) = 0,34 \text{ (о.е.)}.$$

Принимаем большее значение из $I_{СР.МИН}$, посчитанных по первому и второму условиям:

$$I_{СР.МИН} = \max(I_{СР.МИН/1}; I_{СР.МИН/2}) = \max(0,3; 0,34) = 0,34 \text{ (о.е.)}.$$

Максимальное значение трехфазного ТКЗ за защищаемым трансформатором на шинах 10 кВ, приведенное к стороне ВН: 1,366 кА. Приведем этот ток в о.е:

$$I_{КЗ.МАКС} = I_{К4.МАКС.ВН}^{(3)} \cdot \frac{1}{I_{НОМ.Т.ВН}} = 1,366 \cdot \frac{1}{401,6} = 3,401 \text{ (о.е.)}.$$

Определим максимальный ток небаланса при токе $I_{КЗ.МАКС}$:

$$I_{НБ.МАКС} = (0,1 + 0,12 + 0,0069) \cdot 3,401 = 0,772 \text{ (о.е.)}.$$

Определим максимальный ток срабатывания реле при максимальном значении внешнего ТКЗ:

$$I_{СР.МАКС} = k_H \cdot I_{НБ.МАКС}, \quad (7.39)$$

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 83 |

где k_H – коэффициент надежности отстройки, равный 1,5;

$I_{НБ.МАКС}$ – максимальный ток небаланса;

$$I_{С.Р.МАКС} = 1,5 \cdot 0,772 = 1,157 \text{ (о.е.)}.$$

Коэффициент торможения должен быть не менее:

$$k_T = \frac{I_{С.Р.МАКС} - I_{С.Р.МИН}}{I_{КЗ.МАКС} - I_{НАЧ.ТОРМ}} = \frac{1,121 - 0,34}{3,401 - 1} = 0,34.$$

Оценим чувствительность ДЗТ. Ток трехфазного КЗ за защищаемым трансформатором в минимальном режиме работы сети, приведенный к стороне ВН составляет 0,725 А. Приведем это значение в о.е:

$$I_{КЗ.МИН} = I_{К4.МИН.ВН}^{(3)} \cdot \frac{1}{I_{НОМ.Т.ВН}} = 0,725 \cdot \frac{1}{401,6} = 1,805 \text{ (о.е.)}.$$

Согласно [22] ДЗТ выбранного терминала защиты выполнена с торможением от максимального из токов плеч. Коэффициент чувствительности составит:

$$k_{Ч} = \frac{I_{КЗ.МИН}}{I_{С.Р.ТОРМ}} = \frac{1,805}{1,5 \cdot (0,1 + 0,12 + 0,0069) \cdot 1,805} = 2,94 \geq 2.$$

Тормозная характеристика ДЗТ и дифференциальная ТО изображены на рис.7.2. Расчетное значение коэффициента торможения соответствует углу наклона тормозной характеристики $19,5^{\circ}$.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|---------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №докум. | Подп. | Дата | | 84 |

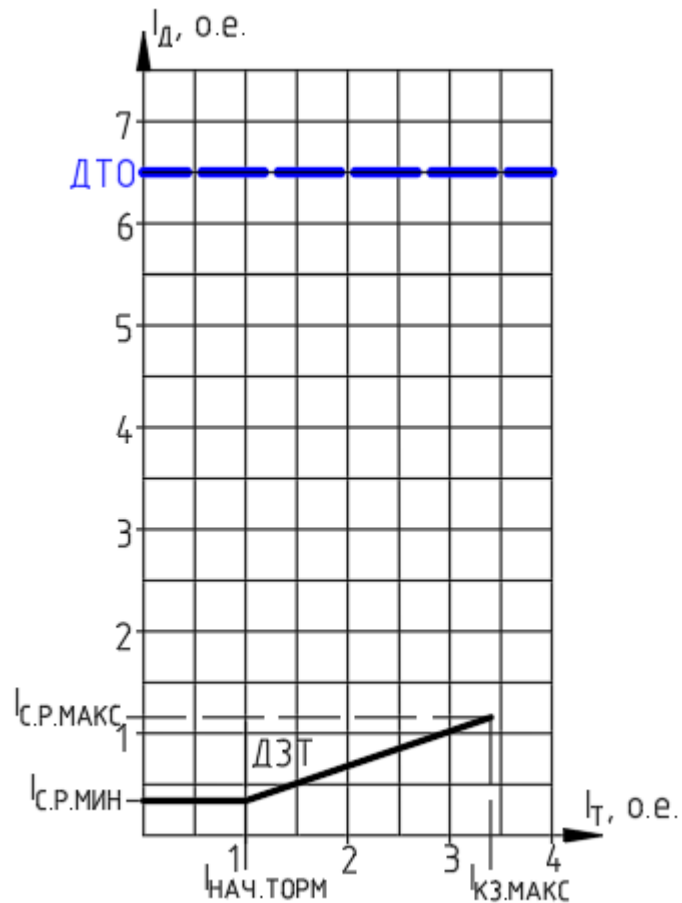


Рисунок 7.2 – Тормозная характеристика ДЗТ (—) и ДТО (---)

2. Дифференциальная токовая отсечка.

Согласно [22] ДТО предназначена для быстрого отключения повреждений с большим током КЗ. Значение по умолчанию: 650% от номинального тока. По условию отстройки от БТН срабатывание будет не менее $6,5 \cdot I_{T.НОМ}$ (в о.е.):

$$I_{C.ДТО} = 6,5 \cdot I_{T.НОМ} = 6,5 \cdot 1 = 6,5 (\text{о.е.}).$$

Характеристика срабатывания ДТО также изображена на рис. 7.2.

Далее произведем расчет уставок срабатывания резервных защит согласно методике, указанной в [12]. Выбор уставок согласно допустимым диапазонам проведем согласно [7].

3. МТЗ ВН.

Ток срабатывания МТЗ по условию отстройки от тока в месте установки защиты при самозапуске двигателей определим по формуле:

$$I_{C.MT3.BH} = \frac{k_{OTC} \cdot k_{C3П}}{k_B} \cdot I_{T.MAKC.BH}, \quad (7.40)$$

где k_{OTC} – коэффициент отстройки, равный 1,1 [12];

$k_{C3П}$ – коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей;

k_B – коэффициент возврата, равный 0,95 [12];

$$I_{C.MT3.BH} = \frac{1,1 \cdot 2,12}{0,95} \cdot 482,0 = 1130 \text{ (A)}.$$

Чувствительность защиты проверяется при минимальном значении тока короткого замыкания на выводах НН трансформатора (ток двухфазного КЗ):

$$k_{\text{Ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K4.MIN}^{(3)}}{I_{C.3}} \cdot k_{OT.CX}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 17800}{1130} \cdot 1 = 3,08 \geq 1,5.$$

При выполнении МТЗ функций основной защиты шин при КЗ на шинах коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5. Расчетный коэффициент удовлетворяет нормативному, пуск защиты по напряжению не нужен. Защита реагирует на ТКЗ в основной зоне действия.

Вторичный ток срабатывания защиты (ток срабатывания реле):

$$I_{C.MT3.BH.2} = \frac{I_{C.MT3.BH}}{n_T} \cdot k_{CX}^{(3)} = \frac{1130 \cdot 5}{500} \cdot 1 = 11,3 \text{ (A)}.$$

Диапазон значений уставки по току [7]: 1,00...400,00 А.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 86 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

Степень селективности принимаем равной 0,3 с [7].

Выдержку времени защиты стороны 220 кВ отстроим от выдержки времени МТЗ ВВ 10 кВ:

$$t_{\text{МТЗ.Т.ВН}} = t_{\text{МТЗ.ВВ}} + \Delta t = 1,6 + 0,3 = 1,9 \text{ (с)}.$$

4. Защита от перегрузки.

Ток защиты от перегрузки выбирается из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора:

$$I_{\text{С.ЗП}} = \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{Т.НОМ.ВН.МАКС}}, \quad (7.41)$$

где $k_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, равный 1,05 [12];

$I_{\text{Т.НОМ.ВН.МАКС}}$ – номинальный ток стороны ВН с учетом регулирования напряжения на этой стороне (напряжение обмотки ВН при положении отпайки устройства РПН «-12» равно 202,4 кВ):

$$I_{\text{Т.НОМ.ВН.МАКС}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН.МИН}}} = \frac{160000}{\sqrt{3} \cdot 202,4} = 456,4 \text{ (А)}.$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки по формуле (7.41):

$$I_{\text{С.ЗП}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 456,4 = 504,5 \text{ (А)}.$$

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{\text{С.ЗП.2}} = \frac{I_{\text{С.ЗП}}}{n_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{504,5 \cdot 5}{500} \cdot 1 = 5,0 \text{ (А)}.$$

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 87 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

Диапазон значений уставки по току [7]: 1,00...200,00 А.

Защиту выполним с действием на сигнал. Согласно рекомендациям ФСК ЕЭС уставка по времени должна быть не менее 10 с.

5. Защита от однофазных замыканий на землю.

Уставку срабатывания ТЗНП вычислим согласно условию отстройки от токов небаланса, при трехфазных КЗ на стороне низшего напряжения рассматриваемого трансформатора:

$$I_{0.C.3} = k_{OTC} \cdot I_{0.HB}, \quad (7.42)$$

где k_{OTC} – коэффициент отстройки, равный 1,25 [12];

$I_{0.HB}$ – ток небаланса в нулевом проводе ТТ в установившемся режиме при рассматриваемых внешних КЗ между тремя фазами, А:

$$I_{0.HB} = k_{HB} \cdot I_{PACЧ}, \quad (7.43)$$

где k_{HB} – коэффициент небаланса;

$I_{PACЧ}$ – максимальное значение тока внешнего короткого замыкания за защищаемым трансформатором, приведенное к стороне ВН.

Для определения коэффициента небаланса определим отношение максимального тока внешнего трехфазного КЗ к номинальному току ТТ стороны ВН:

$$\frac{I_{K3.BHEIII}}{I_{1.HOM.TT.BH}} = \frac{1366}{500} = 2,73.$$

Определим отношение максимального тока внешнего трехфазного КЗ на стороне НН к току предельной кратности ТТ стороны ВН ($15 \cdot I_{1.HOM.TT.BH}$):

$$\frac{I_{K3.BHEIII}}{15 \cdot I_{1.HOM.TT.BH}} = \frac{1366}{15 \cdot 500} = 0,182.$$

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 88 |

При кратностях, не превосходящих значение 0,7...0,8 по отношению к предельной кратности ТТ принимают значение коэффициента небаланса из диапазона 0,05...0,1 [12]. Принимаем равным 0,1. Тогда ток небаланса по формуле (7.43):

$$I_{0.НБ} = 0,1 \cdot 1366 = 136,6(\text{А}).$$

По формуле (7.42):

$$I_{0.С.З} = 1,25 \cdot 136,6 = 170,8(\text{А}).$$

Вторичный ток срабатывания защиты (ток срабатывания реле):

$$I_{0.С.З.2} = \frac{I_{0.С.З}}{n_T} = \frac{170,8 \cdot 5}{500} = 1,7(\text{А}).$$

Коэффициент чувствительности защиты от ОЗЗ определяют при однофазном КЗ в конце смежных воздушных линий [12]. Необходимо учесть наименьшее значение данного тока, которое достигается при минимальном режиме работы сети. Расчет тока однофазного КЗ производится без учета активных составляющих сопротивлений элементов.

Суммарные значения сопротивлений прямой и обратной последовательностей системы и линии:

$$x_{КЗ(1)} = x_{КЗ(2)} = X_{С1.МИН} + X_{W1} = 78,12(\text{Ом}).$$

Сопротивление нулевой последовательности системы принимаем из соотношения $X_0/X_1=2,5$. Для одноцепной линии с грозозащитным тросом $X_{0.ВЛ}/X_{1.ВЛ}=3$. Суммарное сопротивление нулевой последовательности в конце линии:

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 89 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

$$x_{K3(0)} = \left(\left(X_{C1.MIH(0)} + X_{W2.1(0)} \right)^{-1} + \left(X_{C2.MIH(0)} + X_{W2.2(0)} \right)^{-1} \right)^{-1} + X_{W2(0)}; \quad (7.43)$$

$$x_{K3(0)} = 120,227 + 90,09 = 210,317 \text{ (Ом)}.$$

Ток нулевой последовательности в месте установки защиты при металлическом КЗ на землю одной из фаз в конце ВЛ:

$$I_{0.3} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot x_{1.K3} + x_{0.K3})} = \frac{220 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 78,12 + 210,317)} = 0,347 \text{ (кА)}.$$

Проверим чувствительность защиты ТНЗП с учетом утроенного значения тока нулевой последовательности [12]:

$$k_{\text{ч}} = \frac{3I_{0.3}}{I_{0.C.3}}; \quad (7.44)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{3 \cdot 347}{170,8} = 1,71 > 1,2.$$

В соответствии с [13] коэффициент чувствительности требуется обеспечить не менее 1,2.

ТНЗП трансформатора необходимо согласовать с защитами от многофазных КЗ на стороне НН рассматриваемого трансформатора:

$$t_{\text{ТНЗП}} = t_{\text{МТЗ.ВВ}} + \Delta t = 1,6 + 0,3 = 1,9 \text{ (с)}.$$

7.7 Расчет уставок устройств РЗА питающей ВЛЭП 220 кВ

Рассчитываемые виды РЗА представлены в табл. 5.9.

1. Дистанционная защита.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 90 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

В выбранных МП терминалах защит реализована трехступенчатая ДЗ от междуфазных КЗ. Особенности расчета ДЗ данного терминала для одиночных ВЛ 220 кВ с двусторонним питанием рассмотрены в п.6 из [6].

Для одиночных линий с двусторонним питанием параметры рассчитываются по рис.6.1, а [6]. Изобразим расчетную схему участка сети на рис. 7.3.

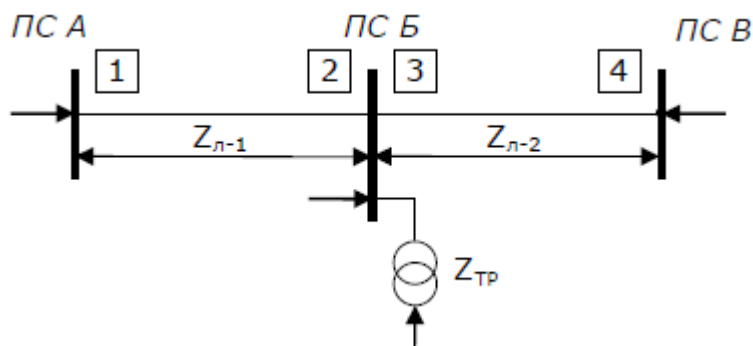


Рисунок 7.3 – Схема участка сети для расчета ДЗ

Согласно табл. 6.1 из [6] сопротивление срабатывания первой ступени рассчитывается по выражению (7.45):

$$Z'_{с.з.1} = \frac{Z_{ВЛ1.1}}{1 + \beta + \delta}, \quad (7.45)$$

где β – коэффициент, учитывающий погрешности ТТ и ТН и терминала ДЗ в сторону увеличения защищаемой зоны, равный 0,05 [6];

δ – коэффициент, учитывающий погрешность, вызванную неточностью расчета первичных электрических величин, равный 0,1 [6];

$Z_{ВЛ}$ – сопротивление защищаемой линии;

Полное сопротивление линий W1 и W2:

$$Z_{ВЛ1} = L_{W1} \cdot (r_0 + jx_0) = 70 \cdot (0,098 + j0,429) = 6,86 + j30,03(\text{Ом}).$$

$$Z_{BL2} = L_{W2} \cdot (r_0 + jx_0) = 85 \cdot (0,098 + j0,429) = 8,33 + j36,465 \text{ (Ом)}.$$

Активное и полное сопротивления силового трансформатора:

$$R_{T.BH} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta P_K \cdot (U_{CP.HOM.BH})^2}{(S_{T.HOM})^2}; \quad (7.46)$$

$$R_{T.BH} = \frac{1}{2} \cdot \frac{525 \cdot 10^3 \cdot (230 \cdot 10^3)^2}{(160 \cdot 10^6)^2} = 0,542 \text{ (Ом)}.$$

$$R_{T.HH1} = R_{T.HH2} = \frac{\Delta P_K \cdot (U_{CP.HOM.BH})^2}{(S_{T.HOM})^2}; \quad (7.47)$$

$$R_{T.HH1} = R_{T.HH2} = \frac{525 \cdot 10^3 \cdot (230 \cdot 10^3)^2}{(160 \cdot 10^6)^2} = 1,085 \text{ (Ом)}.$$

$$R_T = R_{T.BH} + R_{T.HH} = 0,542 + 1,085 = 1,627 \text{ (Ом)}.$$

$$X_T = 83,689 \text{ (Ом)}.$$

$$Z_T = R_T + jX_T = 1,627 + j83,689 = 83,7 \cdot e^{j88,89^\circ} \text{ (Ом)}.$$

Определим абсолютную величину сопротивления первой ступени ДЗ обеих участков ВЛЭП:

$$Z'_{C.3.1} = \frac{6,86 + j30,03}{1 + 0,05 + 0,1} = 5,965 + j26,113 = 26,79 \cdot e^{j77,132^\circ} \text{ (Ом)};$$

$$Z'_{C.3.3} = \frac{8,33 + j36,465}{1 + 0,05 + 0,1} = 7,243 + j31,709 = 32,53 \cdot e^{j77,132^\circ} \text{ (Ом)}.$$

Проверка чувствительности первой ступени по условию табл.6.1 [6] не требуется.

Для группы однофазных ТН-220 кВ (условимся, что установлена группа однофазных ТН типа ЗхЗНОГ-220У1) номинальное первичное напряжение со-

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 92 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

ставляет $220000/\sqrt{3}$ В, а вторичное номинальное напряжение принимаем равным $100/\sqrt{3}$ В.

Максимальный ток ВЛ был рассчитан ранее:

$$I_{РАБ.МАКС.ВЛ} = 509,77 \text{ (А)}.$$

Для ТТ 220 кВ выбираем согласно [9] первичный номинальный ток 600 А.

Определим вторичное значение сопротивления срабатывания 1 ступени ДЗ:

$$Z'_{С.З.1.ВТОР} = Z_{С.З.1} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 26,786 \cdot \frac{100 \cdot \sqrt{3} \cdot 600}{220000 \cdot \sqrt{3} \cdot 5} = 1,46 \text{ (Ом)}.$$

Угол максимальной чувствительности 1 ступени ДЗ составляет $77,132^\circ$.

В выбранных МП терминалах [22] характеристики срабатывания первой и второй ступеней ДЗ выставляются в виде четырехугольников. Согласно [22] угол наклона нижней части характеристики принимаем равным -15° . Правая граница берет угол наклона согласно углу максимальной чувствительности 1 и 2 ступеней ДЗ соответственно. Левая границы характеристики имеет наклон равный 115° .

Уставку по оси R характеристики определим из условия защиты при КЗ в конце линии при двухфазном КЗ в минимальном режиме работы через максимально-возможное сопротивление дуги. Сопротивление дуги в начальный момент равно:

$$r_D = \frac{\Delta U_D}{I_{КЗ.МИН}^{(2)}}, \quad (7.48)$$

где ΔU_D – падение напряжения на дуге, кВ;

$I_{КЗ.МИН}^{(2)}$ – ток в минимальном режиме работы системы при двухфазном коротком замыкании в конце линии (точка КЗ);

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 93 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

$$I_{КЗ.МИН}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ.МИН}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,701 = 1,473 \text{ (кА)}.$$

Определим возможное падение напряжения на дуге:

$$\Delta U_{Д} = 1,05 \cdot l, \quad (7.49)$$

где l – длина дуги с учетом ее раздувания за время действия защиты, м, начальная длина которой равна 9,0 м (расстояние между фазными проводами).

$$\Delta U_{Д} = 1,05 \cdot 9 = 9,45 \text{ (кВ)}.$$

Определим сопротивление дуги в начальный момент:

$$r_{Д} = \frac{\Delta U_{Д}}{I_{КЗ.МИН}^{(2)}} = \frac{9,45}{1,473} = 6,42 \text{ (Ом)}.$$

Расчет параметров 1 ступени ДЗ можно считать окончанным.

Определим сопротивление срабатывания 3 ступени, согласно [6]:

$$Z_{С.З.1}^{III} = \frac{Z_{САМОЗАП}}{k_{Н} \cdot k_{В} \cdot \cos(\varphi_{3.СТ} - \varphi_{РАБ})}, \quad (7.50)$$

где $Z_{САМОЗАП}$ – минимальное значение первичного сопротивления в месте установки защиты в условиях самозапуска двигательной нагрузки;

$\varphi_{3.СТ}$ – угол максимальной чувствительности 3 ступени ДЗ, совпадает с углом максимальной чувствительности 1 ступени, $77,132^{\circ}$;

$k_{В}$ – коэффициент возврата дистанционных органов, равный 1,1 [6];

$k_{Н}$ – коэффициент надежности, равный 1,2 [6].

Определим минимальное сопротивление в условиях самозапуска:

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 94 |

$$Z_{САМОЗАП} = \frac{U_{МИН}}{\sqrt{3} \cdot k_{САМОЗАП} \cdot I_{РАБ.МАКС.ВЛ}}, \quad (7.51)$$

где $U_{МИН}$ – минимальное значение первичного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска (примем равным 0,8...0,9 от среднего номинального);

$k_{САМОЗАП}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока самозапуска ЭД, принимаем равным согласно расчетным данным ($k_{С.З}=2,12$)

Минимальное сопротивление в условиях самозапуска:

$$Z_{САМОЗАП} = \frac{0,8 \cdot 220 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2,12 \cdot 509,8} = 98,23 \text{ (Ом)}.$$

В составе нагрузки есть ЭД с $\cos\varphi=0,89$, следовательно, в нормальном режиме угол не может превысить $27,127^\circ$.

$$Z_{С.З.1}^{III} = \frac{98,23}{1,2 \cdot 1,1 \cdot \cos(77,132^\circ - 27,127^\circ)} = 322,48 \text{ (Ом)}.$$

Определим выдержку времени 3 ступени ДЗ по условию отстройки от выдержки времени МТЗ силового трансформатора (ступень селективности примем равной 0,3 с):

$$t_{3.СТ.ДЗ} = t_{МТЗ.Т} + \Delta t = 1,9 + 0,3 = 2,2 \text{ (с)}.$$

В выбранных МП терминалах характеристики срабатывания 2 и 3 ступеней ДЗ изображаются также в виде четырехугольника [22]. Определим параметры для построения.

Определим уставку по оси X характеристики 3 ступени:

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 95 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

$$X_{C.3.1}^{III} = Z_{C.3.1}^{III} \cdot \sin(\varphi_{3.СТ}) = 322,48 \cdot \sin(77,132^\circ) = 314,4 (\text{Ом}).$$

Определим сопротивление дуги с учетом ее увеличения (раздувания):

$$r_{Д.МАКС.3.СТ} = \left(1 + \frac{5 \cdot v \cdot t_{C.Д}}{l} \right) \cdot r_{Д}; \quad (7.52)$$

где l – начальная длина дуги, равная 9 м (расстояние между фазными проводниками);

v – скорость ветра, примем равной 5 м/с;

$t_{C.Д}$ – время существования дуги (выдержка времени 3 степени), 2,2 с.;

$$r_{Д.МАКС.3.СТ} = \left(1 + \frac{5 \cdot v \cdot t_{C.Д}}{l} \right) \cdot r_{Д} = \left(1 + \frac{5 \cdot 5 \cdot 2,2}{9} \right) \cdot 6,42 = 45,62 (\text{Ом}).$$

Определим уставку по оси R характеристики 3 степени:

$$R_{C.3.1}^{III} = R_{ВЛ} + r_{Д.МАКС.3.СТ} - \frac{X_{ВЛ}}{\operatorname{tg}(\varphi_{3.СТ})} = 45,62 (\text{Ом}).$$

Для оценки чувствительности 3 степени ДЗ изобразим на комплексной координатной плоскости схему сети и характеристику 1 и 3 ступеней ДЗ (см. рис.7.5 и рис.7.6 соответственно). Для представления на комплексной плоскости кабельной линии и трансформатора 10/0,4 кВ приведем их параметры к стороне 220 кВ. Коэффициент трансформации: $k_T = 21,9$.

Определим параметры трансформатора 10/0,4 кВ и кабельной линии к РУ, приведенные к стороне 220 кВ:

$$Z_{КЛ/220} = L_{КЛ} \cdot (r_0 + jx_0) \cdot (k_T)^2;$$

$$Z_{КЛ/220} = (0,065 + j0,038) \cdot (21,9)^2 = 30,95 + j17,99 (\text{Ом}).$$

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 96 |

$$Z_{T2/220} = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{(U_{НОМ.ВН})^2}{S_{НОМ}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{(230 \cdot 10^3)^2}{1000 \cdot 10^3} = 2909 \text{ (Ом)}.$$

Согласно [6] сопротивление срабатывания второй ступени для рис.6.1, а определяется по формулам (3) и (5) из табл.6.1.

Токораспределение по участкам электросети, а также условия определения коэффициентов приведены на рис. 7.4.

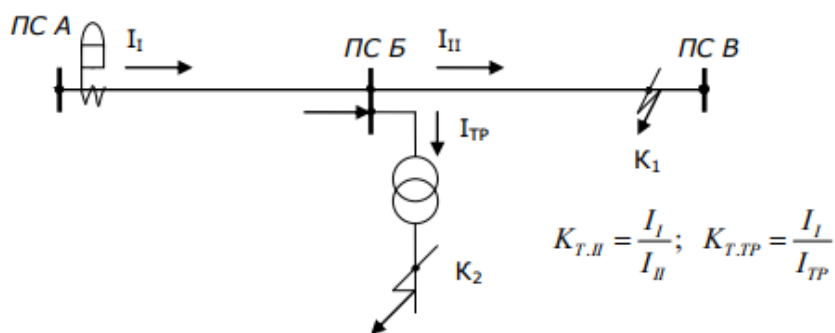


Рисунок 7.4 – Определение коэффициента токораспределения

Определим коэффициенты токораспределения в точках К1 и К2 при помощи значений токов КЗ, найденных в программе ТоКо. При расчете тока при КЗ в точке К1 ВЛЭП W2 будет разорвана со стороны сети питания С2, а при расчете тока при КЗ в точке К2 приведем значение ТКЗ за трансформатором к стороне ВН и обе линии будут в работе.

Значения токов I_1 , I_2 и $I_{ТР}$, рассчитанные в программе ТоКо при КЗ в точках К1 и К2:

$$I_1 = 2,162 \text{ (кА)};$$

$$I_2 = 1,35 \text{ (кА)};$$

$$I_{ТР} = 1,021 \text{ (кА)}.$$

Определим коэффициент токораспределения (см. рис.7.4):

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 97 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

$$k_{T.II} = \frac{I_I}{I_{II}} = \frac{2,162}{1,35} = 1,6;$$

$$k_{T.IP} = \frac{I_I}{I_{IP}} = \frac{2,162}{1,021} = 2,12.$$

Определим сопротивление срабатывания второй ступени ДЗ первой линии по условию согласования с первой ступенью:

$$Z''_{C.3.1} \leq \frac{Z_{W1} + \frac{1-\alpha}{k_{T.II}} \cdot Z^I_{C.3.3}}{1+\beta+\delta}, \quad (7.53)$$

где α – коэффициент, учитывающий погрешности ТТ и ТН терминала ДЗ в сторону уменьшения защищаемой зоны, равный 0,1 [6];

$Z^I_{C.3.3}$ – сопротивление срабатывания комплекта первой ступени ДЗ защиты №3 (см. рис. 7.3), равный;

$$Z''_{C.3.1} = \frac{26,786 \cdot e^{j77,132^\circ} + \frac{1-0,1}{1} \cdot 32,526 \cdot e^{j77,132^\circ}}{1+0,05+0,1} = 42,68 \cdot e^{j77,132^\circ} \text{ (Ом)}.$$

Чувствительность второй ступени по первому условию [6]:

$$\frac{Z_{W2}}{Z_{W1}} \geq 0,6 \cdot k_{T.II}; \quad (7.54)$$

$$\frac{37,404 \cdot e^{j77,132^\circ}}{30,804 \cdot e^{j77,132^\circ}} \geq 0,6 \cdot 1,601;$$

$$1,214 \geq 0,961.$$

Нормативная чувствительность выполняется.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 98 |

Определим сопротивление срабатывания второй ступени ДЗ первой линии по условию отстройки от КЗ на шинах с трансформатором со стороны низшего напряжения (см. рис. 7.4):

$$Z''_{C.3.1} \leq \frac{Z_{W1} + \frac{Z_{TP}}{k_{T.TP}}}{1 + \beta + \delta}; \quad (7.55)$$

$$Z''_{C.3.1} = \frac{30,804 \cdot e^{j77,132^0} + \frac{83,704 \cdot e^{j88,89^0}}{2,118}}{1 + 0,05 + 0,1} = 60,84 \cdot e^{j83,74^0} \text{ (Ом)}.$$

Чувствительность второй ступени ДЗ по второму условию:

$$\frac{Z_{TP}}{Z_{W1}} \geq 0,47 \cdot k_{T.TP}; \quad (7.56)$$

$$2,72 \geq 0,995.$$

Нормативная чувствительность выполняется.

Из двух условий определяющим будет условие с наименьшим значением сопротивления, т.е. первое:

$$Z''_{C.3.1} = 42,68 \cdot e^{j77,132^0} \text{ (Ом)}.$$

Определим уставку по оси X характеристики 2 ступени:

$$X''_{C.3.1} = Z''_{C.3.1} \cdot \sin(\varphi_{2.СТ}) = 42,68 \cdot \sin(77,132^0) = 41,608 \text{ (Ом)}.$$

Определим сопротивление дуги с учетом ее увеличения (время срабатывания второй ступени примем равным 0,1 с):

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 99 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

$$r_{Д.МАКС.2.СТ} = \left(1 + \frac{5 \cdot v \cdot t_{С.Д}}{l}\right) \cdot r_{Д} = \left(1 + \frac{5 \cdot 5 \cdot 0,1}{9,0}\right) \cdot 6,145 = 8,197 \text{ (Ом)}.$$

Определим уставку по оси R характеристики 2 степени:

$$R''_{С.3.1} = R_{ВЛ1} + r_{Д.МАКС.2.СТ} - \frac{X_{ВЛ.1}}{\operatorname{tg}(\varphi_{2.СТ})} = 6,86 + 8,197 - \frac{30,03}{\operatorname{tg}(77,132^\circ)} = 8,197 \text{ (Ом)}.$$

Характеристику срабатывания второй степени ДЗ также изобразим на рис.7.5. Для большей наглядности характеристики 1 и 2 ступеней на рис.7.6 изображать не будем.

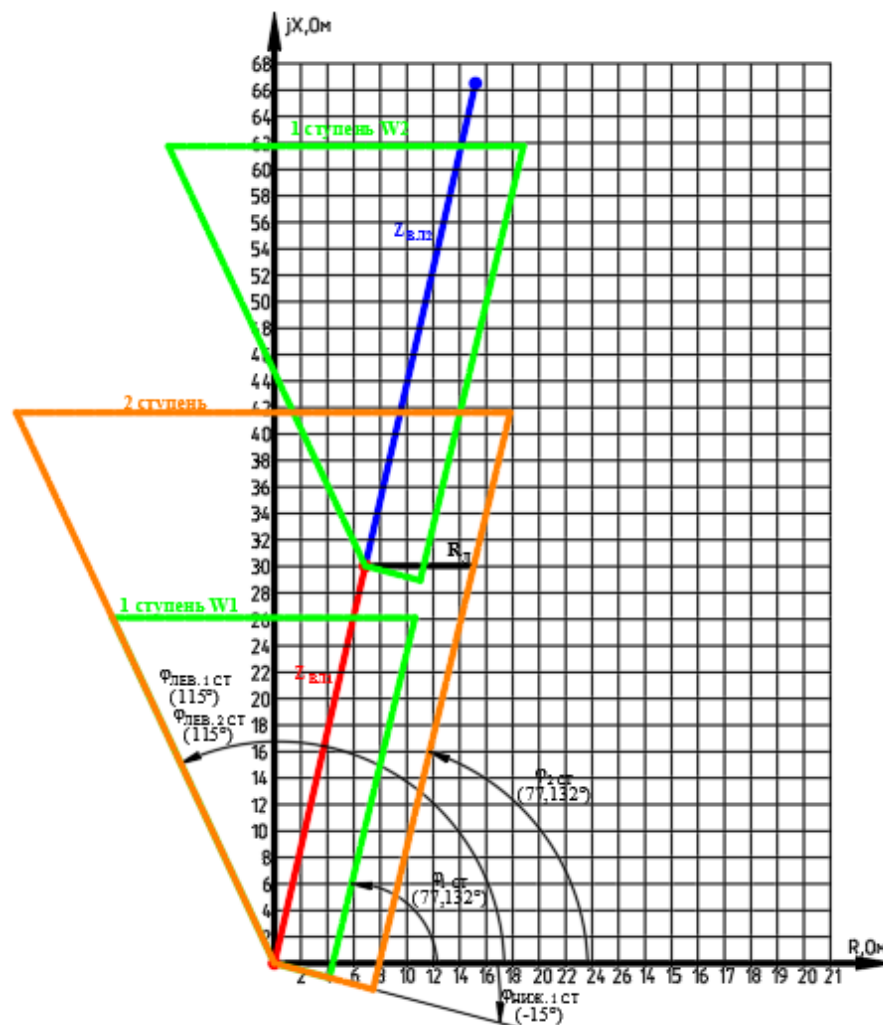


Рисунок 7.5 – Характеристика срабатывания 1 и 2 ступеней ДЗ линии W1

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №доку. | Подп. | Дата | | 100 |

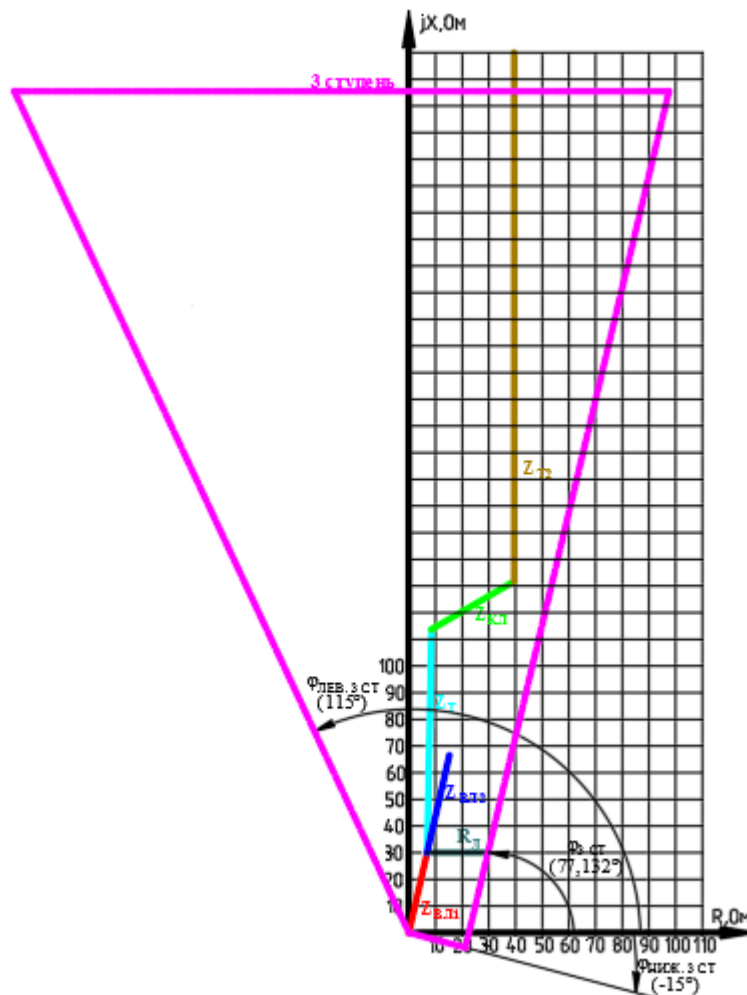


Рисунок 7.6 – Характеристика срабатывания 3 степени ДЗ линии W1

2. Токовая отсечка.

Ток срабатывания отсечки ВЛ найдем по условию отстройки от максимального ТКЗ на конце ВЛЭП W1. Расчет произведем в программе ТоКо при КЗ в точке КЗ. Коэффициент отстройки примем равным 1,1:

$$I_{КЗ.МАКС}^{(3)} = 4,229 \cdot 10^3 \text{ (кА)};$$

$$I_{C.O} = 1,1 \cdot 4,229 \cdot 10^3 = 4,652 \text{ (кА)}.$$

Определим вторичный ток срабатывания отсечки (ток срабатывания реле):

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 101 |

$$I_{C.O.ВЛ.ВТОР} = \frac{I_{C.O.}}{n_{T.ВЛ}} \cdot k_{CX}^{(3)} = \frac{4652 \cdot 5}{600} \cdot 1 = 38,8(A).$$

Диапазон уставок по току согласно [6]: 0,40...200,00 А. Время срабатывания принимаем минимально возможное [6]: 0,01 с.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 102 |

8. ПРОВЕРКА НА ДОПУСТИМУЮ ПОГРЕШНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА

Необходимо произвести проверку на допустимую погрешность трансформатора тока на стороне низкого напряжения силового трансформатора проектируемой подстанции.

Максимальный рабочий через выключатель стороны НН трансформатора равен половине суммарной нагрузки:

$$I_{РАБ.МАКС.ВВ} = 4217 \text{ (А)}.$$

Коэффициент трансформации выбрали ранее: 5000/5.

Значение ударного тока при КЗ на стороне НН трансформатора (точка К4):

$$i_{УД.К4} = 75,85 \text{ (кА)}.$$

Согласно данным каталога [10] кратность тока электродинамической стойкости составляет: 12. Отсюда ток электродинамической стойкости:

$$i_{ДИН} = \sqrt{2} \cdot k_{ЭД} \cdot I_{1.НОМ.ТТ}; \quad (8.1)$$

$$i_{ДИН} = \sqrt{2} \cdot 12 \cdot 6000 = 84,85 \text{ (кА)}.$$

$$i_{ДИН} \geq i_{УД}.$$

Условие электродинамической стойкости ТТ выполняется.

Определим расчетное значение количественной оценки степени термического воздействия тока КЗ по формуле (4.10). При выдержке времени МТЗ ВВ равной 1,6 с импульс тока КЗ в точке К4 будет равен:

$$B_{К4.РАСЧ} = 28,99^2 \cdot (1,6 + 0,07) = 1404 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 103 |

По каталогу выключателя на стороне НН трансформатора [3] номинальный тепловой импульс по формуле (4.9) будет равен:

$$B_{K.KAT} = I_{Tерм}^2 \cdot t_{Tерм.B} = (175 \cdot 10^3)^2 \cdot 3 = 91880 (\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

$$B_{K.KAT} \geq B_{K.PACЧ}.$$

Условие термической стойкости ТТ выполняется.

Расчетные значения сопротивления нагрузки для обмоток ТТ определим по формуле (8.1):

$$Z_{НАГР} = Z_{РЕЛЕ} + 2 \cdot Z_{ПРОВ} + Z_{КОНТ}, \quad (8.1)$$

где $Z_{РЕЛЕ}$ – сопротивление МП терминала, которое определяется по потребляемой мощности от ТТ, Ом;

$Z_{ПРОВ}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом;

$Z_{КОНТ}$ – сопротивления переходных контактов, равное 0,05 Ом [23].

Сопротивление МП терминала определяется по потребляемой мощности от ТТ, которая по данным [7] составляет 0,5 ВА при номинальном вторичном токе 5А. Следовательно:

$$Z_{РЕЛЕ} = \frac{S_{МП.ПОТР}}{(I_{2.НОМ.ТТ})^2}; \quad (8.2)$$

$$Z_{РЕЛЕ} = \frac{0,5}{(5)^2} = 0,02 (\text{Ом}).$$

Сопротивление соединительных проводов определим согласно [23]:

$$Z_{ПРОВ} = \frac{\rho \cdot l_{РАСЧ}}{q}, \quad (8.3)$$

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 104 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

где ρ – удельное сопротивление меди, равное $0,0175 \text{ (Ом)} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$;

$l_{РАСЧ}$ – расчетная длина проводов, согласно [23] для ячеек КРУ принимается из диапазона 4...6 м, принимаем равной 5 м;

q – минимальное сечение по условию механической прочности для меди, принимаемое равным $2,5 \text{ мм}^2$ [23];

$$Z_{ПРОВ} = \frac{0,0175 \cdot 5}{2,5} = 0,035 \text{ (Ом)}.$$

По формуле (8.1):

$$Z_{НАГР} = 0,02 + 2 \cdot 0,035 + 0,05 = 0,14 \text{ (Ом)}.$$

По данным [10] для выбранного ТТ предельная кратность обмотки для защиты при номинальном вторичном токе равна 20. Номинальная вторичная нагрузка обмотки для защиты равна 15 ВА, следовательно, ее сопротивление:

$$Z_{НОМ} = \frac{15}{(5)^2} = 0,6 \text{ (Ом)}.$$

Допустимая кратность определяется по формуле (8.5):

$$k_{ДОП} = k_{НОМ} \cdot \frac{Z_{НОМ}}{Z_{НАГР}}; \quad (8.4)$$

$$k_{ДОП} = k_{НОМ} \cdot \frac{Z_{НОМ}}{Z_{НАГР}} = 10 \cdot \frac{0,6}{0,14} = 42,86.$$

Расчетную кратность определим по формуле (8.5):

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 105 |

$$k_{РАСЧ} = \frac{I^{(3)}_{К4.МАКС}}{I_{1.НОМ.ТТ}}; \quad (8.5)$$

$$k_{РАСЧ} = \frac{28990}{5000} = 5,8.$$

$$k_{ДОП} \geq k_{РАСЧ}.$$

Допустимая кратность больше расчетной, поэтому проверяемый ТТ будет работать в заявленном классе точности.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 106 |

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выпускной квалификационной работы спроектирована защита понижительной подстанции 220/10 кВ. Произведен выбор схем соединения ОРУ-220 кВ и КРУ-10 кВ согласно нормам ФСК ЕЭС. Произведен выбор силовых трансформаторов и трансформаторов собственных нужд. Выбраны марки и сечения проводов воздушных и кабельных линий. Рассчитаны токи нагрузки и токи короткого замыкания при работе сети в максимальном и минимальном режимах.

Произведен выбор автоматических выключателей на сторонах 220, 10 и 0,4 кВ проектируемой подстанции и РУ.

Установлены цифровые устройства микропроцессорной релейной защиты фирмы-изготовителя ООО НПП «ЭКРА», а также выбрана расстановка терминалов на территории проектируемой подстанции, РУ и питающей линии существующей подстанции.

Рассчитаны уставки срабатывания, проверена чувствительность защит устройств, установленных на каждом объекте проектируемой подстанции.

Трансформаторы тока на стороне НН силового трансформатора проверены на допустимую погрешность.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 107 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. АО «Электрозавод»: [сайт]. 2018 г. – URL: <http://www.elektrozavod.ru/production> (дата обращения: 12.03.2020). – Текст: электронный.
2. Вакуумные выключатели серии ВВ/TEL. Каталог продукции. МЭХ «Таврида Электрик», 2018 г. – 46 с. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.tavrida.ua.com>.
3. Вакуумные выключатели типа VAN, VXC. Каталог. АО «Шнейдер Электрик», 2014 г. – 26 с. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.se.com/ru/ru>.
4. Выключатели элегазовые серии ВГТ на 35, 110 и 220 кВ. Каталог продукции. ЗАО «Энергомаш», 2018 г. – 24 с. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.energomash.ru>.
5. Гайсаров Р.В., Лисовская И.Т. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2009 г. – 59 с.
6. Линии электропередач 35-220 кВ. Дистанционная защита. Расчет уставок. Методические указания: СТО ДИВГ-048-2014 / А.Л. Соловьев, М.Г. Пирогов, Е.В. Илюхин. – СПб. : ПЭиПК, 2014 г. – 57 с.
7. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА». Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.120.70.99-2011. – 216 с.
8. Новые низковольтные воздушные автоматические выключатели. Каталог Еmax 2, 2017 г. – 300 с. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.abb.ru/lowvoltage>.
9. Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ: СТО 56947007-29.240.10.028-2009 / А.Н. Крюков. – М. : Стандартинформ, 2009 г. – 53 с.
10. ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Каталог продукции. 2018 г. – 274 с. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.cztt.ru/products.html>.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 108 |

11. ООО «НТЦ «Механотроника». Терминалы релейной защиты синхронных и асинхронных электродвигателей 6-10 кВ. Расчет уставок: СТО ДИВГ-046-2015. – СПб: 2017 г. – 73 с. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.mtrele.ru/shop/relejnaya-zashhita>.
12. Понижающие трансформаторы 35-220 кВ. Резервные защиты. Расчет уставок. Методические указания: СТО ДИВГ-056-2016 / А.Л. Соловьев, Е.А. Сельков. – СПб. : ПЭиПК, 2015 г. – 37 с.
13. Правила устройства электроустановок. Шестое и седьмое издания (все действующие разделы с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 августа 2008 года) – М.: КНОРУС, 2018 г. – 487 с.: ил.
14. Проект Приказа Министерства энергетики РФ «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок». Требования к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию: введен в действие 23.07.2018. – М: Минэнерго России, 2018 г.: [сайт]. – URL: <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/56661618>. – Текст: электронный.
15. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / под ред. М.А. Шабад. – изд. 4-е, перераб. и доп. – СПб: ПЭиПК, 2012 г. – 350 с., ил.
16. Расчет токов короткого замыкания в электрических системах: учебное пособие / Ю.В. Коровин, Е.И. Пахомов, К.Е. Горшков – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011 г. – 114 с.
17. Релейная защита распределительных сетей 6-10 кВ. Расчет уставок. Методические указания: СТО ДИВГ-059-2017 / А.Л. Соловьев, И.В. Иванов, Е.А. Сельков. – СПб. : ПЭиПК, 2015 г. – 37 с.
18. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ: Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985 г. – 96 с., ил.
19. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012 г. – 376 с., ил.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | | 109 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | |

20. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения: СТО 56947007-29.240.30.010-2008 / В.Н. Подьячев. – М. : Энергосетьпроект, 2009 г. – 53 с.
21. Устройства защиты и автоматики оборудования распределительных сетей 6-35 кВ типа БЭ2502А. ООО НПП «ЭКРА». Каталог продукции, 2020 г. [Электронный ресурс]. – URL: <https://ekra.ru/product/rza/rza-podstantsiy-6-750/zp-6-35/be2502a>.
22. Шкафы защиты и автоматики присоединений 6-220 кВ типа ШЭ2607. ООО НПП «ЭКРА». Каталог продукции, 2020 г. [Электронный ресурс]. – URL: <https://ekra.ru/product/rza/rza-podstantsiy-6-750/z-n-6-220>.
23. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеев. – 4-е изд., стер. М: Академия, 2008 г. – 448 с.

| | | | | | | | |
|------|---------|------|-------|-------|------|----------------------------------|------|
| | | | | | | ПЗ-572.13.03.02.2020.083. ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | 110 |