Республика Казахстан
Товарищество с ограниченной ответственностью
"SK TITAN ENGINEERING COMPANY"

Государственная лицензия №02795 от 05.03.2018 г.

Заказчик: АО "Мангистауская региональная электросетевая компания"

«Реконструкция ПС-110/6 кВ ПТБ»

РАБОЧИЙ ПРОЕКТ

Управление и автоматизация элементов подстанции

Пояснительная записка и расчеты

24-23/0299-03-07-2019-УА-ПЗ.РР

Директор ТОО «SK Titan Engineering Company» Каюпов О.

Главный инженер проекта Бегендик Б.

г. Актау-2019 г

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ **5**

1. ОПИСАНИЕ ПРИНЦИПОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ **6**

1.1 Назначение внутренних функций устройства дифференциальной защиты P642 трансформатора T1(T2): 6

1.2 Назначение внутренних функций устройства резервной защиты P143 на стороне ВН 110 кВ трансформатора: 7

2. ТРАНСФОРМАТОР 110/6 кВ T1 (T2) **8**

2.1 Назначение бинарных входов устройства дифференциальной защиты P642 трансформатора T1(T2): 8

2.2 Формирование функций бинарных выходов устройства P642 8

2.3 Формирование функций бинарных выходов устройства резервной защиты 10

2.4 Описание логических функций устройства резервной защиты 10

2.5 Назначение бинарных входов устройства C264C 11

2.6 Формирование функций бинарных выходов устройства C264C 12

2.7 Описание логических функций устройства C264C 13

3. ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ РЗА И УПРАВЛЕНИЯ ПС **14**

3.1 Оперативная блокировка 14

3.2 Команда сигнализации устройств релейной защиты и автоматики 14

3.3 Релейная защита и автоматика КРУ-6кВ 14

4. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ДЛЯ ЦЕПЕЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ **15**

4.1 Пояснения к расчету дифференциальной защиты трансформатора 16

4.2 РАСЧЕТ РЕЗЕРВНЫХ ЗАЩИТ ТРАНСФОРМАТОРА T1(2) 16МВА 110/6 кВ **22**

4.3 РАСЧЕТ ЗАЩИТ ВВОДНОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ 6 кВ **23**

4.4 РАСЧЕТ ЗАЩИТ СЕКЦИОННОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ 6 КВ **23**

4.5 РАСЧЕТ ЗАЩИТ ТСН 6/0,4 кВ **24**

4.6 ВЫБОР ТИПА И ЕМКОСТИ АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ **25**

ПРИЛОЖЕНИЯ

1. Расчет выбора трансформаторов тока и сечения жил кабелей токовых цепей
2. Выбор автоматических выключателей в цепях вторичных обмоток ТН-110кВ
3. Выбор автоматических выключателей в цепях постоянного тока
4. Характеристика срабатывания дифференциальной защиты трансформатора

ВВЕДЕНИЕ

Настоящий рабочий проект «Реконструкция ПС 110/6 кВ «ПТБ» выполнен в соответствии с договором №24-23/0299 от 03.07.2019г., между АО «Мангистауская региональная электросетевая компания» и ТОО «SK Titan Engineering Company», и в соответствии с требованиями технического задания на разработку рабочего проекта (приложение №2 к Договору о закупках услуг №024-23/0299 от 03.07.2019г).

Выполнен расчет токов короткого замыкания при междуфазных и однофазных повреждениях в сети на их основании разработаны принципы выполнения релейной защиты, а так же выполнен расчет ориентировочных уставок защит силовых трансформаторов 110/6 кВ, ТСН-6 кВ, СВ-6 кВ и Вводов-6 кВ. Ориентировочные уставки являются проектными, и не могут использоваться в качестве рабочих. Расчет отходящих линий 6 кВ выполняется в рамках проекта сети 6кВ и не входит в объем данного проекта.

Выполнен расчет выбора емкости аккумуляторной батарей и трансформаторов тока 6 кВ, 110 кВ.

Для управления и реализации программной (логической) оперативной блокировки коммутационными аппаратами 110кВ применен контроллер С264 фирмы Alstom. Управление коммутационными аппаратами осуществляется так же с АРМ диспетчера и со шкафа DC. Все аварийные и предупредительные сигналы выведены на АРМ ПС.

1. ОПИСАНИЕ ПРИНЦИПОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

На основании выполненных расчетов токов короткого замыкания, в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» и действующими нормативными материалами, на присоединениях устанавливаются цифровые микропроцессорные устройства. Для реализации функций защиты и автоматики силовых трансформаторов предусмотрена основная - дифференциальная токовая защита и резервная - максимальная токовая защита. Основная защита выполнена на базе цифрового терминала AGILE P642 фирмы ALSTOM, а резервная защита на базе цифрового терминала AGILE P143. Защита ввода 6кВ выполнена на цифровом терминале защит AGILE P14D фирмы ALSTOM. Запроектированные цифровые микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики обеспечивают надежное селективное отключение всех видов коротких замыканий.

1.1 Назначение внутренних функций устройства дифференциальной защиты P642 трансформатора T1(T2) :

ANSI 87T. Продольная дифференциальная токовая защита трансформатора, срабатывает при междуфазных и однофазных КЗ в защищаемой зоне, ограниченной трансформаторами тока, действует на отключение всех выключателей трансформатора без выдержки времени, пуск УРОВ и запрет АПВ.

ANSI 50/51. Резервирующая максимальная токовая защита. Имеют четыре не направленные ступени максимального тока. Первые две ступени могут быть использованы с независимыми характеристиками срабатывания. Третья и четвертая ступень могут иметь только независимые характеристики. Защита действует на отключение выключателя, пуск АПВ и УРОВ.

ANSI 74TCS. Контроль целостности цепи отключения.

ANSI 50BF. Устройство резервирования отказа выключателя. Две ступени функции УРОВ с возможностью 3-фазного пуска от внешних защит.

ANSI 74TCS.Контроль целостности цепи отключения.

MV. Функция измерений аналоговых величин: токов в фазах на всех сторонах Т, с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

FR. Регистратор аварийных событий, фиксирует с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных:

- фазные токи на всех сторонах трансформатора;
- токи нулевой последовательности на стороне ВН Т;

ER. Регистратор внутренних событий для запоминания, отображения на дисплее устройства и дистанционной передачи событий срабатывания и неисправности внутренних функций и пусковых сигналов Бинарных входов по заданному перечню.

Переключение групп уставок защит.

1.2 Назначение внутренних функций устройства резервной защиты Р143 на стороне ВН 110 кВ трансформатора:

ANSI 50/51. Максимальная токовая защита, имеет шесть ступени измерения максимального тока. Ступени 1, 2 и 5 могут быть использованы с инверсной и с независимой характеристикой срабатывания. Ступени 3, 4 и 6 могут использоваться только с независимой от тока характеристикой срабатывания.

MV. Функция измерений аналоговых величин: токов в фазах на всех сторонах Т, с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

FR. Регистратор аварийных событий, фиксирует с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных:

- фазные токи на всех сторонах Т;
- токи нулевой последовательности на стороне ВН Т;

ER. Регистратор внутренних событий для запоминания, отображения на дисплее устройства и дистанционной передачи событий срабатывания и неисправности внутренних функций и пусковых сигналов Бинарных входов по заданному перечню.

Переключение групп уставок защит.

2. ТРАНСФОРМАТОР 110/6 КВ Т1 (Т2)

2.1 Назначение бинарных входов устройства дифференциальной защиты

Р642 трансформатора Т1(Т2):

Наименование сигнала	**Бинарный вход**
Переключатель групп уставок	Bi1, Bi2
Отключение трансформатора. Пуск УРОВ	Bi3
Переключатель ввода/вывода действия УРОВ	Bi4
Сброс сигналов	Bi5
Контроль состояние SG1	Bi6
Переключатель ввода/вывода действия УРОВ	Bi7
Отключенное положение выключателя 6кВ	Bi8
Включенное положение выключателя 6кВ	Bi9
Неисправность цепи управления	Bi10
Контроль цепи отключения 2 канал	Bi11, Bi12

2.2 Формирование функций бинарных выходов устройства Р642

Бинарный выход BO1 – Отключение выключателей Q2 и Q0 от защит трансформатора, указанную функцию формирует пускове сигналы внутренних функций защиты.
Бинарный выход BO2 – Сигнал в систему охлаждения 50% In. Стороны ВН, НН.
Бинарный выход BO3 – Резерв.
Бинарный выход BO4 – Резерв.
Бинарный выход BO5 – Резерв.
Бинарный выход BO6 – Резерв.
Бинарный выход BO7 – Отключение от защит 1 канал.
Бинарный выход BO8 – Отключение от защит 2 канал.
Бинарный выход BO9 – Команда на отключение выключателя 6кВ от основных защит трансформатора.
Бинарный выход BO10 – Резерв.
Бинарный выход BO11 – Резерв.
Бинарный выход BO12 – Резерв.

Для надежности и быстродействия цепи отключения выполнены через реле KL2.1 и KL2.2 а также напрямую через бинарные выхода BO7; BO8 и BO9.

Назначение бинарных входов устройства резервной защиты Р143 на стороне ВН трансформатора Т1(Т2):

Наименование сигнала	**Бинарный вход**
Переключатель групп уставок	Bi1, Bi2
Срабатывание сигнального органа газовой защиты	Bi3
Срабатывание газовой защиты на отключение и пуск УРОВ	Bi4
Переключатель режима газового реле трансформатора	Bi5
Срабатывание сигнального органа датчика температуры масла 95 градусов	Bi6
Срабатывание сигнального органа датчика температуры масла 105 градусов	Bi7
Резерв	Bi8
Резерв	Bi9
Неисправность системы охлаждения	Bi10
Отключение выключателя 110кВ от дуговой защиты ввода НН	Bi11
Отключенное положение выключателя 110кВ	Bi12
Включенное положение выключателя 110кВ	Bi13
Падения давления элегаза	Bi14
Технологическая блокировка привода	Bi15
Вызов в шкаф привода	Bi16
Дистанционное управление выведено	Bi17
Готовность привода	Bi18
Контроль состояния SG1	Bi19
Сброс сигнала	Bi20
Контроль цепи отключения	Bi21
Контроль цепи отключения 1 канал	Bi22, 23
Недопустимый уровень масла трансформатора (на сигнал)	Bi24
Недопустимый уровень масла РПН (на сигнал)	Bi25
Срабатывание сигнального органа газовой защиты РПН (сигнал)	Bi26
Срабатывание отключающего органа газовой защиты РПН	Bi27
Срабатывание предохранительного клапана	Bi28
Резерв	Bi29
Контроль состояния SX5	Bi30
Резерв	Bi31
Резерв	Bi32

2.3 Формирование функций бинарных выходов устройства резервной защиты

Бинарный выход BO1 – Команда на отключение выключателя 110кВ от резервных защит и технологических защит трансформатора.
Бинарный выход BO2 – Команда на отключение выключателя 6кВ от резервных защит и технологических защит трансформатора.
Бинарный выход BO3 – Команда на оперативное отключение выключателя.
Бинарный выход BO4 – Команда на оперативное включение выключателя.
Бинарный выход BO5 – Резерв.
Бинарный выход BO6 – Отключение от защит Р143.
Бинарный выход BO7 – Отключение от защит Р143.
Бинарный выход BO8 – Блокировка РПН по току.
Бинарный выход BO9 – Блокировка РПН трансформатор отключен.
Бинарный выход BO10 – Резерв.
Бинарный выход BO11 – Резерв.
Бинарный выход BO12 – Команда на оперативное включение выключателя.
Бинарный выход BO13 – Команда на оперативное отключение выключателя.
Бинарный выход BO14 – Команда на отключение выключателя 6кВ от резервних защит и технологических защит трансформатора.

Для надежности и быстродействия цепи отключения и включения выполнены через реле KL1.1, KL1.2, KL1.3, KL1.4и KL1.5а также напрямую через бинарные выхода BO12; BO13; BO6; BO7.

2.4 Описание логических функций устройства резервной защиты

Логическая функция 1. Фиксация состояния положения выключателя. На бинарные входы Bi12, Bi13 заведены положения выключателя, которая, соответствует его фактическому состоянию «включено» («отключено»), фиксируется в терминале и изменяется на противоположную, при изменении состояния.

Логическая функция 2. Фиксация оперативных команд управления выключателем. Кратковременные команды оперативного управления выключателем «включить» или «отключить» подаваемые в устройство по выбору оператора дистанционно(компьютер ПС) или по месту (шкаф защиты). Запоминается с помощью сигнала, зафиксированного до момента поступления противоположной команды. Формируется пусковыми сигналами бинарных входов и внутренних функций устройства:

- Клавиатура устройства.
- Цифровой интерфейс (от компьютера ПС)

Логическая функция 3. Действие оперативных команд на включение выключателя. Формируется пусковыми сигналами бинарных входов и внутренних функций устройства:

- Клавиатура устройства.
- Цифровой интерфейс (от компьютера ПС).

Логическая функция 4. Действие оперативных команд на отключение выключателя. Формируется пусковыми сигналами бинарных входов и внутренних функций устройства:

- Клавиатура устройства.
- Цифровой интерфейс (от компьютера ПС).

Логическая функция 5. Функция действия защит на отключение выключателя. Формируется внутренними функциями защит - максимальной токовой защитой, любыми ступенями с заданной выдержкой времени, по схеме ИЛИ.

2.5 Назначение бинарных входов устройства С264С

Наименование сигнала	**Бинарный вход**
Плата DIU_D	
Отключенное положение разъединителя QS24	Di1
Включенное положение разъединителя QS24	Di2
Отключенное положение заземляющего ножа QSG24.1	Di3
Включенное положение заземляющего ножа QSG24.1	Di4
Отключенное положение заземляющего ножа QSG24.2	Di5
Включенное положение заземляющего ножа QSG24.2	Di6
Отключенное положение разъединителя QS23	Di7
Включенное положение разъединителя QS23	Di8
Отключенное положение заземляющего ножа QSG23.1	Di9
Включенное положение заземляющего ножа QSG23.1	Di10

Отключенное положение заземляющего ножа QSG23.2	Di11
Включенное положение заземляющего ножа QSG23.2	Di12
Отключенное положение разъединителя QS22	Di13
Включенное положение разъединителя QS22	Di14
Отключенное положение заземляющего ножа QSG22	Di15
Включенное положение заземляющего ножа QSG22	Di16
Плата DIU_E	
Отключенное положение заземляющего ножа (ЗОН) QSG26	Di1
Включенное положение заземляющего ножа (ЗОН) QSG26	Di2
Отключенное положение выключателя 110кВ	Di3
Включенное положение выключателя 110кВ	Di4
Отключенное положение выключателя 6кВ	Di5
Включенное положение выключателя 6кВ	Di6
Отключенное положение заземляющего ножа ячейки ввода 6кВ Q8	Di7
Включенное положение заземляющего ножа ячейки ввода 6кВ Q8	Di8
Отключенное положение разъединителя ячейки ввода 6кВ Q1	Di9
Включенное положение разъединителя ячейки ввода 6кВ Q1	Di10
Сигнал «Местное управление разъединителями и ЗН»	Di11
Сигнал «Дистанционное управление разъединителями и ЗН запрещено»	Di12
Контроль цепей оперативного тока	Di13
Разрешение операции с разъединителем QS24	Di14
Разрешение операции с заземляющим ножом QSG24.1	Di15
Резерв	Di16

2.6 Формирование функций бинарных выходов устройства С264С

Плата DIU_D

Бинарный выход BO1 – Разрешение операции с QS23.
Бинарный выход BO2 – Разрешение операции с QSG23.1.
Бинарный выход BO3 – Разрешение операции с QSG23.2.
Бинарный выход BO4 – Разрешение операции с QS24.

Бинарный выход BO5 – Разрешение операции с QSG24.1.
Бинарный выход BO6 – Разрешение операции с QSG24.2.
Бинарный выход BO7 – Разрешение операции с QS22.
Бинарный выход BO8 – Разрешение операции с QSG22.
Бинарный выход BO9, BO10 – Команда на отключение/включение любого разъединителя и ЗН.

Плата DIU_E
Бинарный выход BO1 – Разрешение операции с разъединителем ячейки ввода 6кВ.
Бинарный выход BO2 – Разрешение операции с заземляющим ножом ячейки ввода 6кВ.
Бинарный выход BO3 – Разрешение операции с разъединителем QS14-T1.
Бинарный выход BO4 – Разрешение операции с заземляющим ножом QSG14.1-T1.
Бинарный выход BO5 – Резерв.

Бинарный выход BO6 – Резерв.
Бинарный выход BO7 – Резерв.
Бинарный выход BO8 – Резерв.
Бинарный выход BO9 – Резерв.
Бинарный выход BO10 – Резерв.

2.7 Описание логических функций устройства С264С

Логическая функция 1. Мнемосхема ячейки на дисплее терминала. На бинарные входа заведены положение разъединителей, заземляющих ножей, выключателя 110кВ, выключателя 6кВ. По факту наличия или отсутствия сигнала от одного или групп блок контактов формируется функция мнемосхемы.

Логическая функция 2. Фиксация состояния положения выключателя. На бинарные входы Di 3 и Di 4 в плате DIU_E формируется функция положения выключателя, которая, соответствует его фактическому состоянию «включено» («отключено»), фиксируется в терминале и изменяется на противоположную, при изменении состояния.

Логическая функция 3. Фиксация оперативных команд управления выключателем. Кратковременные команды оперативного управления разъединителями и ЗН «включить» или «отключить» подаваемые в устройство по выбору оператора дистанционно (компьютер ПС) или по месту (шкаф защиты).

Запоминается с помощью сигнала, зафиксированного до момента поступления противоположной команды. Формируется пусковыми сигналами бинарных входов и внутренних функций устройства:

- Клавиатура устройства.
- Цифровой интерфейс (от компьютера ПС)

3. ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ РЗА И УПРАВЛЕНИЯ ПС

3.1 Оперативная блокировка

Оперативная блокировка разъединителей и ЗН выполнена на базе устройства С264С.

3.2 Команда сигнализации устройств релейной защиты и автоматики

Все аварийные и предупредительные сигналы выведены на АРМ ПС.

3.3 Релейная защита и автоматика КРУ-6кВ

Ячейки 6кВ выполены с применением терминалов защит фирмы Alstom типа Agile, более подробно смотрите опросный лист на КРУ- 6кВ (чертеж № 07-03-01/0276-271-23-ЗЗ.ОЛ-3), а также проект РЗиА КРУ - 6кВ чертеж № V-8-11608-1-200.

Устройство обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- токовая отсечка с индивидуальным пуском по напряжению;
- максимальная токовая защита с индивидуальным пуском по напряжению;
- защита от замыканий на землю;
- контроль положения В-6кВ;
- местное и дистанционное управление выключателем;
- формирование сигнала УРОВ при отказе выключателя;
- ускорение МТЗ при включении выключателя;
- блокировка ЛЗШ на вводах 6кВ трансформатора секции и на СВ-6кВ на время от пуска;
- защит фидера до действия защит на отключение выключателя фидера;
- отключение от дуговой защиты ячейки и контроль ее исправности;
- логику отключения и включения от схемы АЧР секции;
- встроенный осциллограф и регистратор событий;
- устройство также обеспечивает контроль исправности цепей отключения В-6кВ, выдачу обобщенных сигналов в схему сигнализации, а также передачу информации в систему управления подстанции;
- блокировка ЛЗШ на вводах 6кВ трансформатора секции на время от пуска защит СВ-6кВ до действия защит на отключение выключателя СВ-6кВ;

- УРОВ с действием на отключение вводов секции;

- логическая защита шин секций 6кВ;

- отключение от дуговой защиты ячейки и секции с контролем протекания тока через СВ-6кВ;

- автоматика и управление выключателя с контролем всех его параметров;

- включение и отключение от автоматики АВР-6кВ;

- контроль исправности ТН-6кВ секции и защитных автоматов вторичных цепей ТН-6кВ секции;

- контроль исправности сети 6кВ (сигнализация замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью;

- трехступенчатая автоматическая частотная разгрузка (АЧР), работающая при понижении частоты и (или) скорости уменьшения частоты в энергосистеме;

- частотное АПВ, общее для всех ступеней АЧР;

- отключение ввода 6кВ трансформатора от дуговой защиты ячейки и контроль ее исправности;

- передача сигнала исправности вторичных цепей шинного ТН-6кВ в схему автоматики ввода 6кВ трансформатора;

4. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ДЛЯ ЦЕПЕЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Расчет токов короткого замыкания произведен в объеме, достаточном для выбора уставок защит.

Расчет токов короткого замыкания был выполнен при следующих условиях:

1.Реактансы прямой и обратной последовательности приняты равными.

2.Нейтрали трансформаторов подстанций 110кВ и трансформаторов станционных элементов приняты заземленными наглухо.

Расчет токов короткого замыкания и уставок РЗА 110кВ выполнялись на ПЭВМ по программе «АРМ СРЗА» разработанной ПК БРИЗ г. Новосибирск.

Расчеты приведены в пояснительной записке и в приложениях 1, 2,3,4.

4.1 Пояснения к расчету дифференциальной защиты трансформатора

В проекте были произведены расчеты основных и резервных защит трансформатора на основании расчетов токов короткого замыкания.

Расчет дифференциальной защиты трансформатора выполнен на основе рекомендации фирмы MICOM P642.

Исходные данные для расчета:

-силовой двухобмоточный трансформатор		ТДН 16000/110/6кВ
- группа соединения обмоток		Yн/Д-11, с РПН ±9х1,78%
-номинальная мощность	Sном.тр.	16000кВА
-номинальное напряжение стороны ВН	Uном.вн.	115кВ
-номинальное напряжение стороны НН	Uном.нн.	6,3кВ
-номинальная ток стороны ВН	I ном.вн	80,33 А
-номинальная ток стороны НН	I ном.нн	1466,29А
-напряжения короткого замыкания	Uk вн-нн	10,5 %
-потери короткого замыкания	Рк вн-нн	80кВт

Расчет коэффициентов согласования токов по амплитуде Кам

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для сторон	
		ВН-115кВ	НН-6,3кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его проходной мощности	Iном=Sном прох/√3 U ном	80,33	1466,29
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	Ктт	600/5	2500/5
Схема соединения трансформаторов тока		Y	Δ
Коэффициенты согласования токов по амплитуде для каждой стороны защиты трансформатора	кам= Iном.тт./Iбаз	600/80,33=7,47	2500/1466,29=1,7
Условия проверки коэффициента согласования выполняются 0,5≤ кам≤16			

Выбор параметров характеристики срабатывания

4.1.1 Расчет начального тока срабатывания

Начальный ток срабатывания Idif> определяется при отсутствии торможения по условию отстройки от тока небаланса в номинальном нагрузочном режиме работы защищаемого трансформатора:

Idif>=Котс * IНБ. НОМ.НАГР*

где,

Кост=1.3 – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности терминала, ошибки расчета и необходимый запас;

IНБ.НОМ.НАГР* – относительный ток небаланса в номинальном нагрузочном режиме работы защищаемого трансформатора:

IНБ.НОМ,НАГР* =(Кпер*Кодн*ε*+∆Uрпн+∆fвыр)*Iном.нагр*

где,

Кпер.=1 – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

Кодн.=1 - коэффициент однотипности высоковольтных трансформатора тока;

ε=0.05 – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока, рекомендуется принимать в режиме номинальных нагрузочных токах для 5Р - 3%, для ТТ 10Р - 5%.

∆Uрпн=0.16 – относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения на сторонах защищаемого объекта и принимается равной половине используемого диапазона регулирования на соответствующей стороне.

∆fвыр.=0,05 – коэффициент, учитывающий погрешность цифрового выравнивания и составляет для данного терминала 5%.

Iном.нагр*.=1.05*Iбаз – относительное значение номинального нагрузочного тока (номинальный нагрузочный ток принимаем равным номинальному (базисному) току трансформатора, приведенного к высокой стороне).

$I_{НБ.НОМ,НАГР*}$=(1x1x0,05+0,16+0,05)x1.05*80.33=0.273;

Idif>= 1,3 x 0,273=0,355

Принимаем уставку: Idif **>=0,4**

4.1.2 Блокировка по второй гармонике: **I(2f0)/ I(f0)=10%,**

но данная величина должна быть уточнена при наладке.

4.1.3 Ток начала торможения в терминалах P642 не задается и является функцией

минимального тока срабатывания защиты:

Iторм.m1=0,5* Idif**>** =0,5*0,4 =0,2

4.1.4 Коэффициент торможения первого наклонного участка определяется по условиям отстройки от токов небаланса в режиме внешнего КЗ, от РПН и погрешностей, вносимых ТТ.

$$m1 = \frac{\text{Котс} * \text{I НБ, РАСЧ.} - \text{Idif}}{0{,}5\Sigma I \text{ торм.} - I \text{ торм.} m1}$$

где,

Котс – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности терминала, ошибки расчета и необходимый запас, может быть принят ~ 1,3.

где,

$I_{НБ.РАСЧ}$=(Кпер*Кодн*Ɛ*Iном.перегр.+∆Uрпн +fвыр)*Iперегр*

$I_{НБ.РАСЧ}$=(1.5*1*0,1+0,16+0,05)*2* $I_{НОМ}$=0,72 $I_{НОМ}$

Кпер.=1.5 – коэффициент, учитывающий переходный режим;

Кодн.=1 - коэффициент однотипности трансформатора тока;

ε=0.1 – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока, рекомендуется принимать в режиме номинальных нагрузочных токах для 5P - 3%, для ТТ 10P - 5%.

∆Uрпн=0.16 – относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения на сторонах защищаемого объекта и принимается равной половине используемого диапазона регулирования на соответствующей стороне.

∆fвыр. – коэффициент, учитывающий погрешность цифрового выравнивания и составляет для данного терминала 5%.

Iперегр* = 2* IНОМ – номинальный нагрузочный ток

где,

$m1 = \frac{1{,}3*0{,}72-0{,}4}{1{,}5-0{,}2}$=0,41

Принимаем уставку: m1=0,5

4.1.5 Ток начала торможения на втором участке задается в относительных единицах в пределах от 1.5 до 10.0 и обозначается точку перехода с первого наклонного участка с торможением m1 на второй наклонный участок с торможением

Принимается значения I торм.m2=3

4.1.6 Коэффициент торможения второго наклонного (m2) участка определяется по условиям отстройки от токов небаланса в режиме внешнего кз, от РПН и погрешностей, вносимых ТТ.

$$m2 = \frac{\text{Котс} * \text{I НБ, РАСЧ.} - \text{Idif, 2}}{0{,}5\Sigma I \text{ торм.} - I \text{ торм.} m2}$$

I НБ,РАСЧ=(Кпер*Кодн*ε+∆Uрпн+∆fвыр)*IВНЕШ.КЗ.=(2*1*0,05+0,16+0,05)*64=19,84Iбаз

Кпер.=2 – коэффициент, учитывающий переходный режим;

Кодн.=1 - коэффициент однотипности трансформатора тока;

ε=0.1 – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

∆Uрпн=0.16 – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной половине действительного диапазона регулирования;

∆fвыр. – относительная погрешность выравнивания токов плеч, определяется погрешностями входных ТТ и аналого-цифровыми преобразователями устройства защиты;

IВНЕШ.КЗ.=43 – относительное значение максимального тока, равное току внешнего металлического КЗ и приведенное к базисному току стороны этого внешнего КЗ.

Где, максимальный ток внешнего короткого замыкания на стороне ВН - 5106А, приведенный к 110кВ, в относительных единицах 64 Iбаз.

Ток начала торможения второго наклонного участка по оси дифференциального тока, определяется геометрическим способом.

Дифференциальный ток определяется по рассчитанным параметром срабатывания для первого и второго участка характеристики срабатывания:

m1=tga=∆ Idif 2/∆Iторм, откуда находим 0,5=∆ Idif /3-0,2 ∆ Idif =1,4

Idif>>=m1*(*I торм.m2-I торм.m1*)+ Idif>=0,5*(3-0,2)+0,4=1,8

$$m2 = \frac{1{,}3 * 19.84 - 1{,}8}{64 - 3} = 0{,}39$$

Принимаем уставку: m2=0,7

4.1.7 Проверка чувствительности защиты

$$Кч = \frac{I_{кз.мин}}{\mathrm{Idif} > +m1 * (_{0,5\Sigma}I\ \text{торм}.m2 - I\ \text{торм}.m1))} = \frac{3,7}{0,4 + 0,5 * (1,85 - 0,2)} = 3,03$$

Для дифференциальной защиты трансформатора обеспечивается условие коэффициента чувствительности, которое должно быть не меньше 2,0.

Кч=3,03>2

Чувствительность обеспечивается.

4.1.8 Дифференциальная токовая отсечка

Ток срабатывания определяется по условиям отстройки от броска тока намагничивания при включении ненагруженного трансформатора под напряжение:

Id i f>>> **=** Котс * I НОМ. = 6*80,33=6*IБАЗ

где,

Котс=6 – коэффициент используемый при отстройке защиты от броска намагничивающего тока.

I НОМ.=80,33А – номинальный ток защищаемого трансформатора со стороны ВН.

Принимаем уставку Id i f = 6,0

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты трансформатора приведена в ПРИЛОЖЕНИЕ 4.

Уставки дифференциальной защиты трансформатора ТДН 16000/115/6,3кВ

ОПИСАНИЕ	ДИАПАЗОН	ПРИНЯТОЕ ЗНАЧЕНИЕ
ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА		
Дифференциальная защита трансформатора 110/6.3кВ. 16МВА		
Базисная мощность Sб	0,1 ÷ 50000МВА	16
Uном.первичное, сторона ВН	0,1 ÷ 1500кВ	115
Uном.первичное, сторона НН	0,1 ÷ 1500кВ	6.3
Группа соединения обмоток, сторона ВН-НН	0 ÷ 11	11
Iдиф>	0,1 ÷ 2,5Iб	0,4
Iдиф>>	2,5 ÷ 30Iб	6
Iдиф>>>	2,5 ÷ 30Iб	12
m1	0,1 ÷ 1,5	0,5
m2	0,1 ÷ 1,5	0,7
Iторм,m2	1,5 ÷ 10Iб	3
Блокировка дифференциальной защиты по второй гармонике (блокировка ступени Iдиф>)	10 ÷ 50%	10
Блокировка дифференциальной защиты по пятой гармонике (блокировка ступени Iдиф>)	10 ÷ 80%	15

4.2 Расчет резервных защит трансформатора Т1(2) 16МВА 110/6 кВ

MICOM P642	МТЗ и перегрузка трансформатора на стороне ВН. **Ктт=600/5**	3-ступень. МТЗ. Отстройка от максимального тока в нагрузочном режиме	Iс.з.≥(Котс./Кв)Ксзп*Iвн.раб.мах. Iс.з≥(1,2/0,95)*2*1,4*80,33= 299,9 А Iс.з.=300 А	Кч= I^2кз.нн./Iс.з. Кч=(10169/300)*(6,3/115)=1.9 1,9>1.5
		Время срабатывания МТЗ.	Т1=2,0сек. на откл. Вв=6кВ. Т2=2,5 сек. на откл. Вв=110кВ.	
		2-ступень. Перегрузка на стороне ВН	Iс.з.≥(Котс*Iвн.ном)/Кв= =(1.05*80.33)/0.95=88.79 А Iс.з.=88,8 А	
		Время срабатывания пер.	Т=9 сек. на сигнал	
		1-ступень. Охлаждение тр-ра	Iс.з.=0,5*Iном.=41 А	
		Время срабатывания уставки охлаждения тр-ра	Т=0,0сек.	
MICOM P143	Токовая отсечка. **Ктт=150/5**	3-ступень. Отстройка от максимального тока К.З. за трансформатором.	Iс.з.≥(Котс*Iк.з.макс.) = =1,3*12250*(6,3/115)=872,4А Iс.з.=873 А	Кч= I^2кз.вн./Iс.з.= 3169/873=3,6 3,6>2
		Время срабатывания ТО.	Т=0,0 сек.	
	МТЗ с пуском по напряжению **Ктт=150/5**	2-ступень. Отстройка от номинального тока транформатора.	Iс.з.≥(Котс*Iвн.ном)/Кв= =(1,2*80,33)/0,95=101,47 А Iс.з.= 102 А Uс.з. =0,7 * Uном.м.ф.	
		Время срабатывания пер.	Т1=2,0сек. на откл. Вв=6кВ. Т2=2,5 сек. на откл. Вв=110кВ.	
	Блокировка РПН по току на стороне ВН трансформатора	1-ступень. На стороне ВН.	Iуст. расч.≥2*Iвн.ном = 2*80,33=161 А Т=0,0сек.	

4.3 Расчет защит вводного выключателя 6 кВ

Наименование	Условие выбора тока срабатывания защит	Первичная величина	Чувствитель-ность
МТЗ трансформатора на стороне НН. Устройство **MICOM P14D** **Ктт=2500/5**	1-ступень. МТЗ. Отстройка от максимального тока трансформатора в нагрузочном режиме.	Iс.з≥(Кн*/Кв)*Ксзп*Iраб.мах Iс.з.≥(1.2/0.95)*2*1.4*1466.29= 5186А Iс.з≥5186А	Кч=I^2кз. нн/Iс.з. Кч=10169/5186=1.96 1,9 >1,5
	Время срабатывания МТЗ.	Т=1,7сек.	
	2-ступень.ТО. (ЛЗШ) По условию чувствительности	Iс.з.≥10169/2=5085 А	
	Время срабатывания ТО	Т=0,15 сек.	

4.4 Расчет защит секционного выключателя 6 КВ

Наименование	Условие выбора тока срабатывания защит	Первичная величина	Чувствительность
Максимальная токовая защита. Устройство **MICOM P14D** **Ктт=2500/5**	1-ступень. Отстройка от максимального тока нагрузки	Iс.з≥(Кн*Iраб.макс.)/Кв Iс.з.≥(1.2*0.7*2*1466.29)/0,95=2593 А Iс.з≥2593А	Кч=I^2кз. нн/Iс.з. Кч=10169/2593=3.92 3.92>1.5
	Время срабатывания	Т=1,4 сек.	
	2-ступень. По условию чувствительности	Iс.з.=10169/2=5085 А Iс.з=5085А	
	Время срабатывания	Т=0.1 сек.	

4.5 Расчет защит ТСН 6/0,4 кВ

-тип		ТМ-160/6-У1
-группа соединений		У / Ун -0, с ПБВ ±2х2.5%
-номинальная мощность	Sном.тр.	160кВА
-номинальное напряжение стороны ВН	Uном.вн.	6.3кВ
-номинальное напряжение стороны НН	Uном.нн.	0.4кВ
-номинальная ток стороны ВН	I ном.вн	14.66 А
-номинальная ток стороны НН	I ном.нн.	230,9 А
-напряжения короткого замыкания	Uk	4,5 %
-потери короткого замыкания	Рк вн-нн	1,9 кВт

Наименование		Условие выбора тока срабатывания защит	Первичная величина	Чувствительность
MICOM P14N	Максимальная токовая защита.	Токовая отсечка. Отстройка от максимального тока КЗ за трансформатором.	Iс.з≥Кн*Iк.з.=1,3*330=429А Iс.з≥429 А	Кч=I^2кз. вн/Iс.з. Кч=10169/429=23.7 23.7>2
	Ктт=100/5	Время срабатывания	Т=0 сек.	
		МТЗ. Отстройка от максимального тока нагрузки	Iс.з≥(Кн*/Кв)*Iраб.мах. Iс.з. ≥ (1,2/0,95)*1,4* 14.66 =26 А. Iс.з≥26 А.	Кч=I^1кз. нн/Iс.з. Кч=95.8/26=3.68 3.68>1,5
		Время срабатывания	Т=0,5сек.	
	Ктт=25/1	ОЗЗ. Отстройка от собственного удельного емкостного тока.	Iскл≥ Iсокл*L=2.53*0.03=0.08А Iс.зперв≥Кн*Кбр*Iс.фид.макс= 1.2*1.5*0.08=0.14А Iс.звтор.≥0.14/25=0.006 А Принимаем Iс.з втор.=0,08 А	
		Время срабатывания	Т=0,0 сек. На сигнал	

4.6 Выбор типа и емкости аккумуляторных батарей

Обозначения и сокращения

АБ – аккумуляторная батарея
ЗУ – зарядное устройство
КЗ – короткое замыкание
ПС – подстанция
СОПТ - система оперативного постоянного тока
ЩПТ – щит постоянного тока

В соответствии с нормами технологического проектирования на ПС 110/6 кВ «ПТБ» устанавливаются одна аккумуляторная батарея (АБ). АБ типа - Marathon M12V180FT имеют закрытое исполнение. Емкость АБ 180 Ач принята согласно ниже приведенным расчетам.

Емкость АБ выбрана, исходя из условия обеспечения с батарей нагрузки системы оперативного постоянного тока для всей подстанций в течений четырех часов.
Данный тип батареи выбран из условия размещения в аккумуляторных шкафах, без выделения отдельного помещения под ее установку. Срок службы батарей этого типа при выполнении всех требований инструкции по их эксплуатации не менее 12 лет.
Выбранные батареи должны обеспечивать все заданные параметры по качеству питания всех потребителей постоянного оперативного тока во всех расчетных режимах и надежное срабатывание защитных устройств.

Система оперативного постоянного тока должна обеспечивать питанием: терминалы релейной защиты и автоматики, цепи управления коммутационными аппаратами, систему мониторинга и управления (СМиУ). Питание должно обеспечиваться, как в нормальном режиме, так и в течение четырех часов при полном изчезновении питаний от собственных нужд переменного тока подстанции. При потере питание от собственных нужд подстанции в дополнение к перечисленной выше нагрузке системы оперативного постоянного тока добавляется аварийное освещения подстанции и инвертор.
При пиках нагрузки (токи КЗ, одновременное отключение (включение) группы выключателей) аккумуляторная батарея берет нагрузку на себя.
СОПТ имеет трехуровневую систему защиты:
- нижний уровень – защита цепей питания непосредственных потребителей (устройства РЗА, ПА, цепи управления выключателями и т. п.). Защитные аппараты - автоматические

выключатели;

- средний уровень – защита цепей, питающих шинки непосредственных потребителей;
- верхний уровень – защита шинок щита постоянного тока на вводе АБ.

Трехуровневая защита должна предусматривать:

-селективность отключение поврежденного участка;

-чувствительность работы защиты на каждом уровне;

-надежное и быстрое отключение повреждения за счет достаточной чувствительности в зоне резервирования.

Предусмотрены меры, позволяющие применить на ПС микропроцессорные устройства релейной защиты (МП РЗ). К таким мерам относятся:

-применение для СОПТ экранированных контрольных кабелей, а при необходимости бронированных силовых кабелей;

-выполнение всех, предусмотренных соответствующими документами мер, направленных на исключение (или снижение) электромагнитных (грозовых и коммутационных полей).

-выбор защитных аппаратов всех уровней СОПТ. Обеспечивающих необходимое быстродействие отключения КЗ в цепях СОПТ для работы терминалов РЗ без перезагрузок на смежной секции РЗиА.

Расчет нагрузок

Выбираем для установки на подстанции аккумуляторной батареи типа - Marathon M12V180FT. Аккумуляторная батарея работает в режиме постоянного подзаряда с двумя, включенными на шинки ЩПТ зарядно - выпрямительного устройства (ЗВУ).

Расчет постоянной нагрузки:

-РЗиА, 33 терминалов с дополнительными резисторами и реле, потреблением 0,3А т.е. Iрза=33*0,3=9,9А

-Аварийное освещение - 5А;

-Нагрузка на собственные нужды - 3А;

-Инвертор типа FPMz5 =21,73

Суммарная постоянная нагрузка Iпост.=9,9+5+3+21,73=39,63А

Расчет толчковой нагрузки:

На ПС 110кВ устанавливаются трехфазные выключатели 110кВ, с трехфазной схемой управления с электромагнитами отключения (ЭО).

Iтолч.=2*2*1=4А

Суммарный ток нагрузки:

Iн=Iпост.+Iтолч.=39,63А+4А=43,63А

Выбор параметров зарядно-выпрямительных устройств:

В данным проекте, для АБ выбраны 2 ЗВУ с максимальным рабочим током по 80А.

Iнаг=43,63+18=61,63А

Зарядно - выпрямительное устройство (в нормальном режиме) и аккумуляторная батарея (в после аварийном режиме) надежно обеспечивает питание ПС оперативным током.

Определение сопротивлений

Сопротивление кабеля от АБ до ЩПТ:

L=5м, S=10мм² $\mathbf{R}\text{ош} = \frac{p*10^3*L*2}{S} = \frac{0{,}018*10^3*5*2}{10} = \mathbf{18}\text{мОм}$

Сопротивление контактов от АБ до ЩПТ (Rпер=0,8мОм)

Сопротивление кабеля от ЩПТ до микропроцессорных терминалов РЗиА (ОПУ: Шкаф РЗА Т1):

L=20м, S=10мм² $\mathbf{R}\text{ош} = \frac{p*10^3*L*2}{S} = \frac{0{,}018*10^3*20*2}{10} = \mathbf{72}\text{мОм}$

Сопротивление кабеля до шкафа привода (катушка отключения) выключателей 110кВ (ОРУ-110кВ):

L=140м, S=2,5мм² $\mathbf{R}\text{ош} = \frac{p*10^3*L*2}{S} = \frac{0{,}018*10^3*140*2}{2{,}5} = 2016\text{мОм}$

Определение падения напряжения и выбор аккумуляторной батареи

Падение напряжения на участке от АБ до привода выключателя 110кВ составит:

ΔUщпт=Iнаг.max*Rщпт=(18+0,8)*43,63+72*43,63+1*2016)*10⁻³=(820,24+3141,36+2016)*10⁻³ =5,9В

Определяется минимально допустимое напряжение на один элемент АБ

$$\mathbf{U}\text{э}.\boldsymbol{min} = \frac{\Delta \boldsymbol{U}\text{щпт}}{\mathbf{n}} = \frac{\mathbf{5},9}{\mathbf{34}} = \mathbf{0},\mathbf{1}7\text{В}$$

По таблицам разрядного тока для тока постоянной нагрузки 39,63А с учетом 20 процентного старения с течением времени эксплуатации АБ выбираем M12V180FT 180А*ч.

Определение сечение кабелей

а) От АБ до МП терминалов

Для питания шинок шкафов РЗА (ОПУ) предлагается использовать кабель типа NYCYнг 2х10. Максимально возможная длина кабеля от ЩПТ до шинок шкафов РЗА(РЩ) L=20м.

L=20м, S=10мм² $\mathbf{R}_{кб}\mathbf{1} = \frac{p*10^3*L*2}{S} = \frac{0{,}018*10^3*20*2}{10} = 72$мОм

Нагрузка одного кабеля может в максимальном случае составляет 15А. Производителями терминалов гарантируется нормальная работа при понижении напряжения питания не менее 0,5Uном. Для промежуточных реле гарантированным напряжением нормальной работы является U=0,7Uном. Напряжение источника питания, при котором все устройства будут гарантированно работать с учетом коэффициента надежности принимаем 0,8 Uном, следовательно, падение напряжение на кабеле от АБ до терминала не должно превышать этого значения.

Потребление одного терминала и включенных на этот же оперативный ток реле составит 0,1+0,2=0,3А.

Определим падение напряжения на участке от АБ до терминала.

∆U=Iн.общ*Rкб2+Iн.терм*Rкб3=

=(43,63/2*(18+0,8)+43,63/2*72+0,3*450*2) $\mathbf{10}^3$=(394,4+1570,68+270) $\mathbf{10}^{-3}$=2,23В

б) От АБ до привода управления ЭВ-110кВ

Напряжения источника питания, при котором все устройства будут гарантированно работать с учетом коэффициента надежности принимаем U=0,7Uном, следовательно падение напряжения на кабеле от АБ до электромагнитов управления ЭВ не должно превышать этого значения.

Используется кабель типа NYCYнг-0,66 кВ сечением 2,5мм². Максимально возможная длина кабеля L=75м.

L=140м, S=2,5мм² $\mathbf{R}_{ош} = \frac{p*10^3*L*2}{S} = \frac{0{,}018*10^3*140*2}{2{,}5} = 2016$мОм

∆U=Iн.каб*Rкб2+Iн.терм*Rкб3=(43,63/2*(18+0,8)+43,63/2*72+1*2016) $\mathbf{10}^{-3}$=

(394,4+1570,68+2016) $\mathbf{10}^{-3}$=3,98В

По падению напряжения кабель проходит с запасом, использование кабеля с меньшим сечением приведет к уменьшению величины токов короткого замыкания, что может привести к недостаточной чувствительности автоматических выключателей.

Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ на шинах ЩПТ

Определяется сопротивление АБ типа Marathon M12V180FT
RАБ=Rэ*n, где

Rэ - сопротивление одного элемента аккумуляторной батарей Rэ=0,95мОм согласно информации изготовителя.

n=102 - число элементов в батарей, n=34 – число моноблоков батарей.

RАБ=1,6*34=54,4 мОм

Ранее было определено сопротивление от АБ до ЩПТ

Rщпт = 18+0,8=18,8мОм

Rкз.щпт.=18,8+54,4=73,2 мОм;

$$\mathbf{I}_{\text{кз. м}} = \frac{\mathbf{U}_{\text{АБ}}}{\mathbf{R}_{\text{кз}}} = \frac{\mathbf{176} * \mathbf{10}^{3}}{\mathbf{73,2}} = \mathbf{2404,4}\text{А}$$

Выбор автоматического выключателя для постоянного тока приведен в ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Для защиты используется автоматические выключатели (АВ) типа FAZ DC и AC.
Для выключателя типа FAZ DC в нашем случае, используется характеристика «С». Характеристика типа «С» имеет коэффициент уставки (5-10).
Автоматические выключатели в сети постоянного тока селективные и чувствительные к замыканиям в наиболее удаленных точках к.з.

Определение остаточного напряжения

Одной из отличительных особенностей устройств защиты и автоматики выполненных на микропроцессорных терминалах от устройств выполненных на электромеханической и микроэлектронной базе является потерями работоспособности при снижении напряжения питания на величину более 50% Uном на время более 50мсек. Короткие замыкания в системе постоянного оперативного тока отключаемые с большей выдержкой времени и с большим снижением напряжения вызовут перегрузку защит неповрежденных фидеров. Поэтому первым, дополнительным требованием к защитным аппаратам системы постоянного оперативного тока является требование по быстродействию. При снижении напряжения на питающих шинках более чем на 50% Uном время отключения короткого замыкания должно быть менее 50мсек. Все АВ в своей основной зоне срабатывают за время, не превышающие 10мс, следовательно предложенный настоящим проектом выбор номиналов защитных устройств гарантирует работу без перегрузка микропроцессорных терминалов при ликвидации коротких замыканий без учета резервирования.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Расчет выбора трансформаторов тока и сечения жил кабелей

| | | MICOM P143 -токовая защита | | |

Выбор автоматических выключателей для вторичных цепей ТН

Место установки:	Обозначение/ ед.измерение	**ОРУ-110кВ**
Технические данные трансформатора напряжения:		
Тип трансформатора напряжения:		**DDB 123**
Трансформатор напряжения включены на каждую систему шин подстанции по схеме:		**У/Д**
Напряжение короткого замыкания между Uн-Uосн. обм.- (%):		**4,4**
Напряжение короткого замыкания между Uн-Uдоп. обм. - (%):		**8**
Номинальное напряжение основных вторичных обмоток, 100/√3	**Uном.тv, В**	**57,8**
Номинальное напряжение дополнительных вторичных обмоток, 100	**Uном.тv, В**	**100**
Номинальная мощность вторичной основной обмотки для класса точности 0,5	**Sном, ВА**	**100**
Номинальная мощность вторичной дополнительной обмотки для класса точности 3Р	**Sном, ВА**	**400**
Предельная мощность:	**Sпред., ВА**	**400**
Удельная проводимость: Cu=57, Al=27	**р, м/(Ом*мм²)**	**57**
Данные участка:		
1 участок (от коробка зажимов ТН1-А, В, С (ОРУ 110кВ: =E03+TV1 A, B, C) до ШНУ ТН-1(ОРУ 110кВ: = E03+SV1)		
Сечения кабеля	**F, мм²**	**2,5**
Длина кабеля	**L, м**	**15**
Сопротивление одной жилы медного кабеля	**R, Ом**	**0,105**
2 участок (от ШНУ ТН-1 (ОРУ 110кВ: = E03+SV1) до шкафа ТН-110кВ (ОПУ 110кВ: =E40+R1)		
Сечения кабеля	**F, мм²**	**10**
Длина (для основной и дополнительной обмотки)	**L, м**	**180**
Сопротивление фазной жили медного кабеля	**R, Ом**	**0,316**
3 участок (от шкафа ТН-110кВ (ОПУ 110кВ: = H40+U1) до самой удаленной шкаф защиты)		
Сечения кабеля	**F, мм²**	**2,5**
Длина кабеля	**L, м**	**10**
Сопротивление медной жилы кабеля	**R, Ом**	**0,070**
РАСЧЕТ: Трансформатор напряжения питает цепи релейной защиты и автоматики, поэтому основным требованием является быстрое отключение КЗ в любой точке вторичных цепей. Следовательно, для защиты вторичных цепей должны применятся автоматические выключатели.		
Сопротивление трансформатора для основной обмотки:	**Zт-n, Ом**	**0,367**
Максимальный ток трехфазного КЗ для основной обмотки(для определения минимального номинального тока расцепителей определяется максимальный ток трехфазного КЗ в шкафу ТН для схемы звезда по уравнению $I^3к=Uмф/(√3*√(Z^2т+(2R)^2))$)	**$I^3к$, А**	**136,482**
Сопротивление трансформатора для дополнительной обмотки:	**Zт-d, Ом**	**2,00**
Максимальныи ток для дополнительнои обмотки $I^3к=(Uмф√3)/√(Z^2 т+(2R)^2)$; По этим значениям максимального отключаемого тока КЗ выбирается номинальный ток автоматического выключателя.	**$I^3к$, А**	**86,02**
Максимальный ток нагрузки в основной обмотке при классе точности 0,5 и мощности, В*А. Iн=(2*Stv)/(Utv)		**3,460**
Номинальный ток автоматического выключателя для основной обмотки	**А**	**4**
Кратность отсечки (хар. «В»)		**5**
Номинальный ток автоматического выключателя для дополнительной обмотки	**А**	**4**
Кратность отсечки (хар. «В») Для проверки чувствительности определяются минимальные токи КЗ. Ток однофазного КЗ в шкафах РЗА определится по уравнению $I^1к=Uмф/(√3*√(Z^2 т+(∑R)^2))$ где, ∑R –сумма сопротивлений фазной и нулевой жил основного кабеля и двойного сопротивления жил от ТН до шкафа наружной установки ТН-1 (ОРУ 110кВ: = 40+SV1).	**$I^1к$, А**	**5** **42,819**
Чувствительность отсечки:	**Кч**	**2,141**

Выбор автоматических выключателей в цепях постоянного тока

Цель:	Марка кабеля по проекту	Заводская марка		Сечение х жил	Направление кабеля (от … до)		Длина, м по проекту	Р- уд. сопр-е AL/Cu	F, мм²	Rкабб.=(2*L*P)/F, Ом	Rкз. щит.	∑R=Rкз. щит.+Rкаб., Ом	Ток Iкзм. (А)	Iср,АВ	Ном. АВ (А)	Кч
		Тип	Число и сеч.жил													
ЩПТ	W40	КВВГЭнг	2х10	2	ОПУ: Шкаф ТН-110 кВ I и II с.ш. =E40+R1	ОПУ: Шкаф распределительный 1 с.ш. =W00+N1	15	0,018	10	0,054	0,073	0,127	1385,8	10	**25**	5,5433
ЩПТ	W41	КВВГЭнг	2х10	2	ОПУ: Шкаф защиты и управления T1 =E03+UT1	ОПУ: Шкаф распределительный 2 с.ш. =W00+N2	15	0,018	10	0,054	0,073	0,127	1385,8	10	**25**	5,5433
	W120	КВВГЭнг	10х2,5	7	ОПУ: Шкаф защиты и управления T1 =E03+UT1	ОРУ 110 кВ: Шкаф привода выключателя =E03+Q2	170	0,018	2,5	2,448	0,073	2,575	68,35			
ЩПТ	W42	КВВГЭнг	2х10	2	КРУ 6кВ: Ячейка линии БМТС =K13+U13	ОПУ: Шкаф распределительный 1 с.ш. =W00+N1	35	0,018	10	0,126	0,073	0,199	884,42	10	**16**	5,5276
ЩПТ	W43	КВВГЭнг	2х10	2	КРУ 6кВ: Ячейка резерв =K29+U29	ОПУ: Шкаф распределительный 2 с.ш. =W00+N2	35	0,018	10	0,126	0,073	0,199	884,42	10	**16**	5,5276
ЩПТ	ED-07	АВВГЭ(А) нг-0,66	2х10	2	ОРУ 110кВ. Шкаф постоянного тока DC. Ячейка N1	ОПУ: Шкаф распределительный 1 с.ш. =W00+N1	90	0,027	10	0,486	0,073	0,559	314,85	10	**25**	1,2594
	ED-10	АВВГнг-0,66кВ	2х4		ОРУ 110кВ. Шкаф постоянного тока DC. Ячейка N1	ОРУ 110кВ. Шкаф привода выключателя Q1. Ячейка N1	15	0,027	4	0,2025	0,073	0,7615	231,12			
ЩПТ	ED-08	АВВГнг-0,66кВ	2х10	2	ОРУ 110кВ. Шкаф постоянного тока DC. Ячейка N3	ОПУ: Шкаф распределительный 2 с.ш. =W00+N2	100	0,027	10	0,54	0,073	0,613	287,11	10	**25**	1,1485
	ED-11	АВВГнг-0,66кВ	2х4		ОРУ 110кВ. Шкаф постоянного тока DC. Ячейка N3	ОРУ 110кВ. Шкаф привода выключателя Q2. Ячейка N3	15	0,027	4	0,2025	0,073	0,8155	215,82			
ЩПТ	ED-12	АВВГнг-0,66кВ	2х4	2	ЗРУ-6кВ. Шкаф КРУ-6кВ, секция I, №13	ОПУ: Шкаф распределительный 1 с.ш. =W00+N1	20	0,027	4	0,27	0,073	0,343	513,12	10	**25**	2,0525
ЩПТ	ED-13	АВВГнг-0,66кВ	2х4	2	ЗРУ-6кВ. Шкаф КРУ-6кВ, секция II, №29	ОПУ: Шкаф распределительный 2 с.ш. =W00+N2	20	0,027	4	0,27	0,073	0,343	513,12	10	**25**	2,0525

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты трансформаторов Т1 (Т2)

