

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
Н.В. Савина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция релейной защиты и автоматики подстанции Базовая напряжением 35/10 кВ в Амурской области в связи с заменой силовых трансформаторов

Исполнитель  
студент группы 742-об4

\_\_\_\_\_

подпись, дата

И.А. Минеев

Руководитель  
профессор, доцент,  
канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Консультант по  
безопасности и  
экологичности  
доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ассистент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Минеева Ивана Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция релейной защиты и автоматизации подстанции Базовая напряжением 35/10 кВ в Амурской области в связи с заменой силовых трансформаторов

(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: данные преддипломной практики, нормативно-справочная литература: ПУЭ, ГОСТы и т.д.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика района проектирования, основные технические решения, расчет токов кз, выбор и проверка оборудования, релейная защита и автоматика, молниезащита и заземление, безопасность и экологичность, технико-экономическая оценка.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) работа содержит 126 с., 9 рисунков, 40 таблиц, 30 источников, 4 приложения.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологичности, доцент, канд. техн. наук А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы:

доцент, канд. техн. наук А.Н. Козлов

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Работа содержит 126 с., 9 рисунков, 40 таблиц, 30 источников, 4 приложения.

ЗАХОДЫ, ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ОШИНОВКА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, ЭЛЕГАЗ, УРОВЕНЬ ШУМА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНА ТРУДА, ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.

В бакалаврской работе были рассмотрены и разработаны варианты реконструкции ПС 35 кВ Базовая. Определены электрические нагрузки объекта, произведен расчет токов короткого замыкания, выбрано и проверено необходимое оборудование, спроектирована однолинейная схема. Выполнен расчет молниезащиты и заземления ПС, произведен расчет цифровой защиты трансформатора и ошиновки 35 кВ на базе терминалов «ЭКРА». Рассмотрен вопрос охраны труда на подстанции, рассчитаны параметры маслоприемника силового трансформатора, рассмотрен вопрос пожарной безопасности на объекте.

## СОДЕРЖАНИЕ

Термины, определения, обозначения и сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика района проектирования	10
1.1 Географическая характеристика района	10
1.2 Климатическая характеристика района	10
1.3 Определение объемов реконструкций	11
2 Основные технические решения	14
2.1 Расчет электрических нагрузок	14
2.2 Расчет и выбор силовых трансформаторов	17
2.3 Разработка однолинейной схемы	20
3 Расчет токов кз, выбор и проверка оборудования	23
3.1 Расчет симметричных КЗ	23
3.2 Расчет несимметричных КЗ	25
3.3 Расчет токов для выбора оборудования и рабочих токов присоединений	26
3.4 Выбор типов распределительных устройств	29
3.5 Выбор и проверка выключателей	29
3.6 Выбор и проверка трансформаторов тока	33
3.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	38
3.8 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения	40
3.9 Проверка шинных конструкций и изоляторов	45
3.10 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд	49
3.11 Выбор и проверка оборудования систем оперативного тока	50
3.12 Выбор и проверка аппаратуры телемеханики и связи	54
4 Релейная защита и автоматика	56
4.1 Расстановка комплектов защиты и автоматики	56
4.2 Расчет уставок выбранных устройств РЗ	59
4.2.1 Расчет уставок защит фидеров 10 кВ	59

4.2.2 Расчет уставок защит вводов 10 кВ трансформаторов	70
4.2.3 Расчет уставок защит вводов 35 кВ трансформаторов	73
4.2.4 Расчет ДЗТ	77
4.2.5 Описание газовой защиты трансформаторов	84
4.3 Расчет параметров сетевой автоматики	85
4.3.1 АПВ отходящих присоединений	85
4.3.2 АВР 10 кВ	87
4.3.3 УРОВ 10 кВ	90
5 Молниезащита и заземление	93
5.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет	93
5.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	98
5.3 Оценка надежности молниезащиты	101
5.4 Выбор и проверка ОПН	104
6 Безопасность и экологичность	108
6.1 Безопасность	109
6.2 Экологичность	111
6.3 Чрезвычайные ситуации	117
7 Технико-экономическая оценка принятых объемов реконструкции	119
7.1 Выбор фирмы производителя и марки МПРЗ	119
7.2 Капиталовложения в реализацию проекта	119
7.3 Расчёт эксплуатационных издержек	121
Заключение	123
Библиографический список	124
Приложение А. Расчет и прогнозирование нагрузок	127
Приложение Б. Расчет ТКЗ	130
Приложение В. Расчёт РЗА	143
Приложение Г. Молниезащита и заземление	193

## ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВН – высокое напряжение;

ВЛ – воздушная линия;

ВЧЗ – высокочастотный заградитель;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ДЗО – дифференциальная защита ошиновки;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство

КСИСО – комплекс средств измерений, сбора и обработки информации

КЗ – короткое замыкание;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – среднее напряжение;

СЭС – система электроснабжения;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

## ВВЕДЕНИЕ

Процесс развития Свободненского района Амурской области за последние 5 лет особенно стремителен. Строительство Амурского газового перерабатывающего завода, Амурского газо-химического комплекса потребовало увеличения пропускной способности транзитных линий, строительства новой электрической станции – Свободненской ТЭС. Передача электрической энергии от ПС 500 кВ Амурская Свободненского района возросла, помимо всего прочего, ввиду строительства новых объектов на транзите 220 кВ Амурская – Мухинская/т, а именно: объектов ФГУП «ЦЕНКИ» - КЦ «Восточный», запитанных от ПС 220 кВ Ледяная. Также был возведен новый переключательный пункт 220 кВ Зезя, питающий компрессорную станцию ПАО «Транснефть» КС-3а. Не стоит также забывать о преобладании тяговой нагрузки в районе, развивающейся в геометрической прогрессии от года к году.

Таким образом, наблюдается активный рост объемов потребления в Свободненском районе. Следовательно, увеличение электрических нагрузок приводит к определенным реконструкциям силового оборудования подстанций и станций, что в свою очередь приводит к реорганизации комплексов релейной защиты и автоматики реконструируемого оборудования. В частности, речь пойдет о распределительных сетях, о ПС 35 кВ Базовая Свободненского района. ПС 35 кВ Базовая питается от шин 35 кВ ПС 500 кВ Амурская.

Итак, тема выпускной квалификационной работы – «Реконструкция релейной защиты и автоматики подстанции Базовая напряжением 35/10 кВ в Амурской области в связи с заменой силовых трансформаторов». Таким образом, целью работы является реконструкция существующего оборудования и соответствующих систем релейной защиты и сетевой автоматики на рассматриваемом объекте.

Развитие электроэнергетических систем влечет за собой массовый рост электрических нагрузок, что не может не приводить к необходимости рекон-

струкций объектов электроэнергетики. Данный факт объясняет актуальность работы. Реконструкция ПС 35 кВ Базовая вызвана необходимостью обеспечить надежное электроснабжение существующего и, в перспективе подключаемого, потребителя.

Для осуществления поставленной цели необходимо выполнить ряд задач:

- 1 изучить варианты реконструкции подстанции;
- 2 выбрать число и мощности новых силовых трансформаторов на реконструируемом объекте;
- 3 спроектировать однолинейную схему реконструируемой ПС;
- 4 выполнить технико-экономическую оценку объемов реконструкции;
- 5 произвести выбор и проверку оборудования
- 6 рассчитать уровни токов короткого замыкания для проверки оборудования в части выбранного объема реконструкции;
- 7 спроектировать современные комплексы РЗА для реконструируемой подстанции;
- 8 произвести количественную и качественную оценку заземляющего устройства ПС, рассчитать параметры заземляющего устройства;
- 9 произвести количественную и качественную оценку молниезащиты ПС, рассчитать параметры систем молниезащиты;
- 10 выполнить оценку уровня пожарной безопасности подстанции, рассмотреть вопросы экологичности и охраны труда на объекте.



# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

## 1.1 Географическая характеристика района

В административном отношении реконструируемый объект располагается на территории Свободненского района Амурской области [6].

Реконструируемая ПС расположена в черте Зейско-Буреинской равнины. Речные протоки образованы протекающими реками: Зея, Буряя, Амур. Таким образом образовано плоско-холмистое плато. Заболоченных местностей относительно немного.

Глубина промерзания грунта достигает 2-4 метров.

## 1.2 Климатическая характеристика района

Климатические данные для расчёта определены по картам климатического районирования и данных обработки материалов многолетних наблюдений по метеостанции. Данные сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические данные

Климатические условия	Расчётные величины	Дополнительные условия
1	2	3
Район по гололёду 25 летней повторяемости	III	
Нормативная стенка гололёда	20 мм	
Район по ветру 25 летней повторяемости	III	
Нормативное ветровое давление	650 Па	32 м/с
Годовое количество осадков	575 мм	
Низшая температура воздуха	-45°C	
Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха	-38°C	
Расчётная температура воздуха наиболее холодной пятидневки	-34°C -36°C	Обесп. - 0,92 Обесп. - 0,98
Среднегодовая температура воздуха	0 °C	
Высшая температура воздуха	+41°C	
Число грозочасов в год	49	Максим. - 69

1	2	3
Высота снежного покрова: максимальная средняя	33 см 17 см	
Количество ветреных дней в зимнем периоде с силой ветра более 10 м/с	от 10 до 30%	
Степень загрязнения атмосферы	II	
Температура гололёдообразования	-10°C	
Преобладающее направление ветра	СЗ	
Расчётная температура самых холодных суток	-37°C -38°C	Обесп. - 0,92 Обесп. - 0,98
Продолжительность отопительного периода	212 суток	
Вес снегового покрова	80 кг/м <sup>2</sup>	I район
Средняя температура отопительного периода	-11,5°C	
Сейсмичность района	7 баллов	Группа В
Среднегодовая скорость ветра	2,6 м/с	
Средняя из абсолютных максимумов температура воздуха в летний период	+32,1°C	
Глубина протаивания грунта на начало грозовой деятельности	0,4 м	
Среднегодовая скорость ветра	2 м/с	

### 1.3 Определение объемов реконструкций

ПС 35 кВ Базовая – тупиковая подстанция, питается по одной связи от шин 35 кВ ПС 500 кВ Амурская по ВЛ 35 кВ Амурская базовая, выполненной проводом АС-95/19 длиной 3,8 км. Параметры основного существующего оборудования ПС 35 кВ Базовая представлен в таблице 2.

На основании информации о наличии объема свободной для технологического присоединения потребителей трансформаторной мощности (наличие технической возможности доступа) с указанием текущего объёма свободной мощности по центрам питания АО "ДРСК" напряжением 35 кВ и выше, а также о наличии невостробованной мощности для осуществления технологического присоединения к электрическим сетям АО "ДРСК" по регионам ДФО [23], на данный момент на ПС 35 кВ Базовая имеется дефицит

мощности потребления в количестве 2,75 МВт, что говорит о необходимости скорейшей реконструкции трансформаторного оборудования. Основной состав потребителей ПС 35 кВ Базовая – производственные цеха, бытовая нагрузка, население. Рост потребления в регионе не может не сказаться на необходимости в увеличении мощности трансформаторного оборудования.

Таблица 2 – Параметры оборудования ПС 35 кВ Базовая

Оборудование/параметр	Марка
1	2
Силовые трансформаторы	
Т-1	ТМН-6300/35
Т-2	ТМН-6300/35
Трансформаторы напряжения 35 кВ	
ОПН-35	ОПН-35/40,2/10/300 УХЛ1
Трансформаторы тока 35 кВ	
В-35 Т-1	GIF-40,5 300/5 Ritz Самара
В-35 Т-2	GIF-40,5 300/5 Ritz Самара
Выключатели ОРУ 35 кВ	
В-35 Т-1	С-35/630, привод ПЭ-11
В-35 Т-2	С-35/630, привод ПЭ-11
Ограничители перенапряжения 35 кВ	
ОПН-35	ОПН-35/40,2/10/300 УХЛ1
Параметры КРУ 10 кВ	
Тип ячеек	К-59
Вакуумные выключатели	ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-20/1000 У2
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10 800/5
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10 У2
Ограничитель перенапряжения	ОПНп-10/12/10/600 УХЛ1
Трансформатор собственных нужд	ТМГ-25/10

Итак, определим объем реконструкций, предусмотренный ВКР:

- выбор/проверка первичного оборудования 10-35 кВ ПС 35 кВ Базовая;
- выбор/проверка новых силовых трансформаторов на ПС 35 кВ Базовая;

- реконструкция устройств РЗА ВЛ 35 кВ Амурская – Базовая;
- реконструкция устройств РЗА подстанционного оборудования ПС 35 кВ Базовая.

На рисунке 1 представлена существующая схема питания ПС 35 кВ Базовая и планируемый объем реконструкций рассматриваемого объекта.

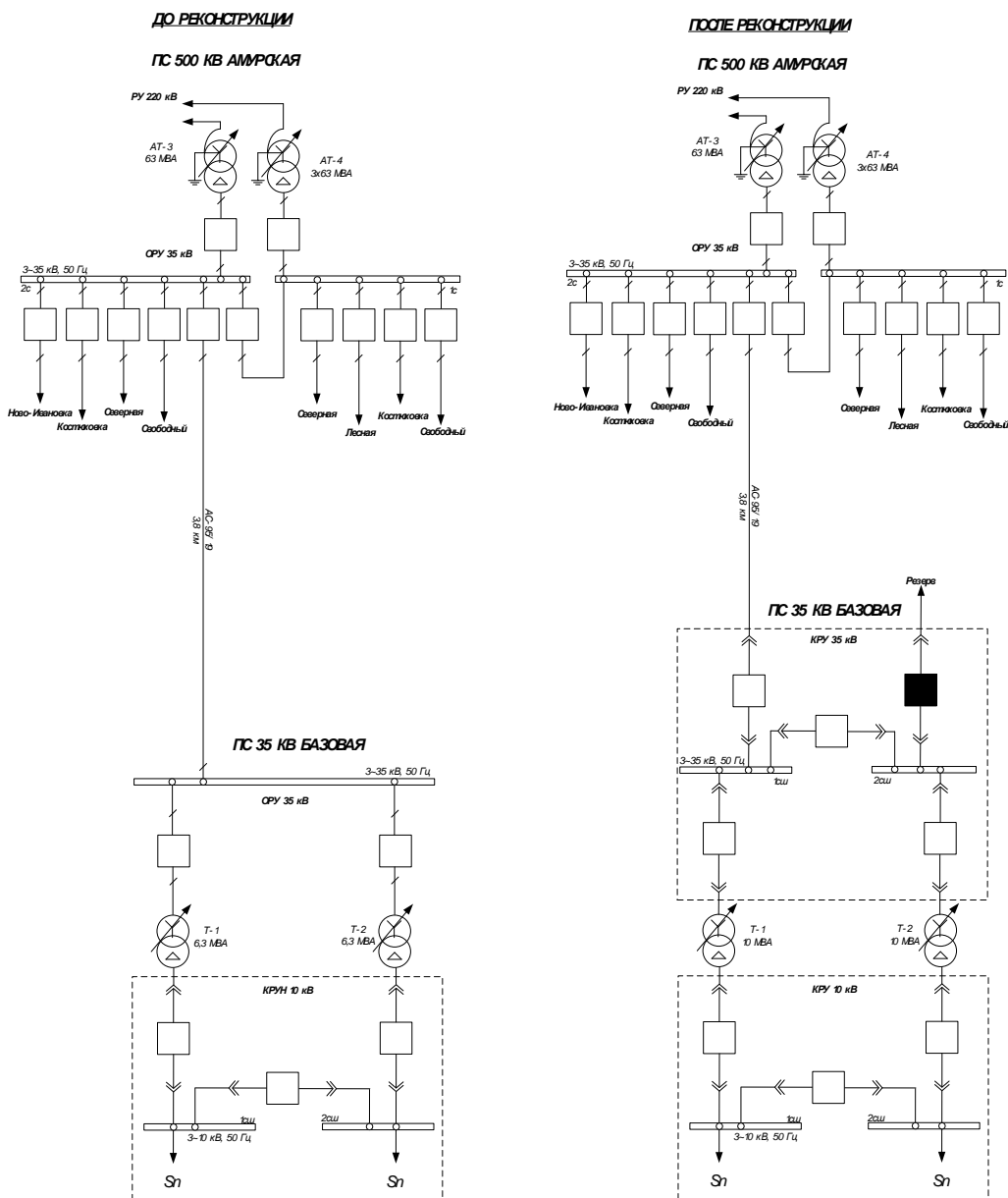


Рисунок 1 –Схема реконструируемой сети

## 2 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

### 2.1 Расчет электрических нагрузок

Перед производством расчета электрических нагрузок, следует задаться методом расчета. При многообразии выбора метода расчета и прогнозирования электрических нагрузок, руководствоваться, прежде всего, следует исходными параметрами.

В данной ВКР в качестве исходных данных потребления, используются данные контрольного замера, произведенного в декабре 2020 года. Данные получены в ходе прохождения преддипломной практики на базе предприятия собственника по направлению ФГБОУ ВПО «АМГУ».

Итак, имеется активная мощность потребления подстанции при известном номинальном напряжении и коэффициент мощности потребителей.

$$P_{н.кз} = 7,4 \text{ МВт}$$

$$\cos \varphi = 0,85$$

Отметим, что параметры потребления актуальны на момент 16.12.2020, следовательно, целесообразно воспользоваться формулой сложных процентов. Прогнозирование будем осуществлять на 5-летнюю перспективу, учитывая, что сейчас 2021 год – до 2026 года.

Активная максимальная прогнозная мощность равна:

$$P_{\text{макс}} = P_{н.кз} \cdot (1 + 0,019)^{t_i - t_j} \quad (1)$$

где  $t_i$  - год снятия контрольного замера;

$t_j$  - прогнозный год.

Средняя активная и реактивная мощности:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{K_{max}} \quad (2)$$

где  $K_{max}$  - коэффициент максимума (1,2).

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\varphi \quad (3)$$

где  $tg\varphi$  - коэффициент мощности нагрузки.

Итак, выполним расчет для ПС 35 кВ Базовая:

$$P_{макс} = P_{н.кз} \cdot (1 + 0,019)^{t_i - t_j} = 7,4 \cdot (1 + 0,019)^{2026 - 2020} = 8,3 \text{ МВт}$$

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{K_{max}} = \frac{8,3}{1,2} = 6,9 \text{ МВт}$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\varphi = 6,9 \cdot 0,62 = 4,3 \text{ Мвар}$$

$$Q_{макс} = P_{макс} \cdot tg\varphi = 8,3 \cdot 0,62 = 5,1 \text{ Мвар}$$

Далее определяем требуемую мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{ку, треб} = P_{cp} \cdot (tg\phi_{нагр} + tg\phi_{норм}) \quad (4)$$

где  $tg\phi_{норм}$  – предельный коэффициент мощности, определенный Приказом Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии»;

$P_{cp}$  – средняя мощность, МВт.

$$Q_{ку.треб} = 6,9 \cdot (0,62 - 0,4) = 1,52 \text{ Мвар}$$

На шинах НН подстанций в качестве устройств компенсации реактивной мощности в целях поднятия напряжения на шинах потребителя применяются батареи статических конденсаторов.

БСК состоит из групп силовых конденсаторов, собранных в стальные несущие блоки, закрепленные на полимерных изоляторах. Батарея статических конденсаторов конструктивно выполняется на трех стойках с размещенными на них конденсаторами, токоограничивающими реакторами и трансформаторами тока. Между стойками БСК выполнены технологические проезды для автокрана, предназначенные для монтажа блоков конденсаторов.

Блоки конденсаторов поставляются в исполнении У1 для температур от - 55 °с ... + 45 °с. Для более низких температур БСК монтируется в утепленном быстровозводимом здании. Стальные конструкции БСК сделаны из сваренных стальных профилей, защищенных от коррозии гальваническим цинкованием. Покрытие цинка не менее 650 г/м<sup>2</sup>. Конструкции собраны в блоки по 6-8 конденсаторов, которые монтируются на месте.

В батареях статических конденсаторов применяются ёмкости индивидуальной мощности от 300 до 800 квар на 6-10 кв со встроенными предохранителями. Номинальное напряжение БСК равно сумме напряжений всех конденсаторных групп в системе. С помощью параллельно-последовательного соединения конденсаторов, ёмкость которых специально подбирается в каждом конкретном случае, и достигается заданное напряжение и мощность устройства.

Таким образом, в качестве компенсирующих устройств на стороне НН рассматриваемой подстанции принимаем конденсаторные батареи БСК-5-

10,5 электротехнического завода СлавЭнерго. Для расчета токов КЗ потребуется информация о параметрах выбранных батарей. Технические характеристики выбранных БСК представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Технические характеристики выбранных БСК

Параметр	Значение
1	2
Марка	БСК-5-10,5-500
Мощность, Мвар	5
Мощность ступени батарей, квар	500
Номинальное напряжение, кВ	10,5
Номинальный ток	275

Нескомпенсированная мощность на шинах:

$$Q_{\text{неск}} = Q_p - Q_{\text{ку.треб}} \quad (5)$$

$$Q_{\text{неск}} = 5,1 - 1,51 = 3,62 \text{ Мвар}$$

Расчетная нагрузка на шинах ВН, с учетом компенсации реактивной мощности:

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_m)^2 + (Q_{\text{неск}} + \Delta Q_m)^2} \quad (6)$$

где  $\Delta P_m$ ,  $\Delta Q_m$  – потери мощности в трансформаторах, МВт, Мвар.

$$S_p = \sqrt{(8,3 + 0,181)^2 + (3,62 + 0,904)^2} = 9,6 \text{ МВА}$$

## 2.2 Расчет и выбор силовых трансформаторов



Выбор силовых трансформаторов – один из важных этапов реконструкции. Силовой трансформатор необходимо выбирать по результатам оценки коэффициента загрузки. Количество силовых трансформаторов определяется категорией потребления. В соответствии с исходными данными потребление ПС 35 кВ Базовая в основном I категории надежности. Выполним расчет нагрузки силового трансформатора:

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_p}{N \cdot K_3}, \quad (7)$$

где  $K_3$  - коэффициент загрузки трансформатора, принимается равным 0,7;

$P_{\text{ср}}$ ,  $Q_{\text{ср}}$  – мощности, приведенные к низкой стороне силового трансформатора.

$$S_{\text{тр}} = \frac{9,6}{2 \cdot 0,7} = 6,9 \text{ МВА}$$

В первую очередь выполним проверку по коэффициенту загрузки существующие силовые трансформаторы ТМН-6300/35/10.

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{S_{\text{тр}}}{2 \cdot S_{\text{ном.т}}}, \quad (8)$$

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{9,6}{2 \cdot 6,3} = 1,1$$

$$K_3^{авар} = \frac{S_{TP}}{S_{ном.т}}, \quad (9)$$

$$K_3^{авар} = \frac{9,6}{6,3} = 2,2$$

В результате расчета делаем вывод о перегрузке силовых трансформаторов даже в нормальном режиме, выполним проверку новых силовых трансформаторов, мощностью 10 МВА.

$$K_3^{норм} = \frac{9,6}{2 \cdot 10} = 0,69$$

$$K_3^{авар} = \frac{9,6}{10} = 1,37$$

Таким образом, выбираем новые силовые трансформаторы ЭЛЕКТРОЗАВОД (Россия) марки ТДН-10000/35/10 УХЛ 1. По рекомендации завода – изготовителя, при мощности силового трансформатора от 10 МВА следует использовать принудительную систему охлаждения. Технические характеристики выбранного силового трансформатора представлены в таблице 4. Помимо электрических параметров, указаны габариты и масса силового трансформатора для дальнейшего расчета маслоприемника.

Таблица 4 – Технические характеристики выбранного трансформатора

Параметр	Значение
1	2
Марка	ТДН-10000/35/10 УХЛ 1
Номинальная мощность, МВА	10
Группа соединения обмоток	Y-D-11

1	2
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	35
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	10
Напряжение КЗ, %	8,0
Ток ХХ, %	0,3
Диапазон регулирования РПН, %	$\pm 8 \times 1,5$
Габариты	
Длина, м	4,41
Ширина, м	2,75
Высота, м	4,5
Полная масса, т	23,5

### 2.3 Разработка однолинейной схемы

Выбор однолинейных схем производится на основании типовых решений, регламентированных Стандартом организации ПАО «ФСК ЕЭС» [22]. В документе обоснованы технические и надежность предпосылки применения тех или иных схем.

Согласно действующей нормативно-технической документации, указанной выше на стороне 35 кВ выбрана схема 35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем система шин». Причина добавления выключателей в линейные ячейки – перспектива развития подстанции и, впоследствии, реорганизация ПС 35 кВ Западная в проходную при строительстве новых подстанций данного энергорайона.

Согласно действующей нормативно-технической документации, на стороне 10 кВ принята наиболее простая и надежная схема – 10-1 «Одна, секционированная выключателями система шин», секционированная выключателем. Схема рассчитана на множество присоединений, отключение в ремонт линии происходит посредством отключения выключателя линии.

Секционирование производится посредством секционного выключателя. В нормальном режиме секционный выключатель отключен. При отклю-

чении ввода посредством РЗА включается секционный выключатель, и питание потребителей обесточенной ранее секции шин продолжается от оставшегося в работе силового трансформатора. Схема представлена на рисунке 2.

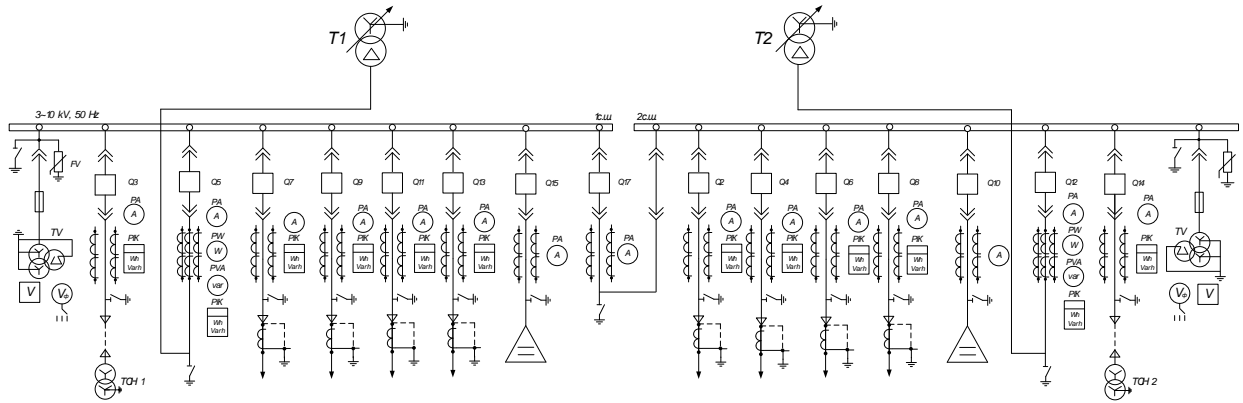


Рисунок 2 – Однолинейная схема на стороне 10 кВ

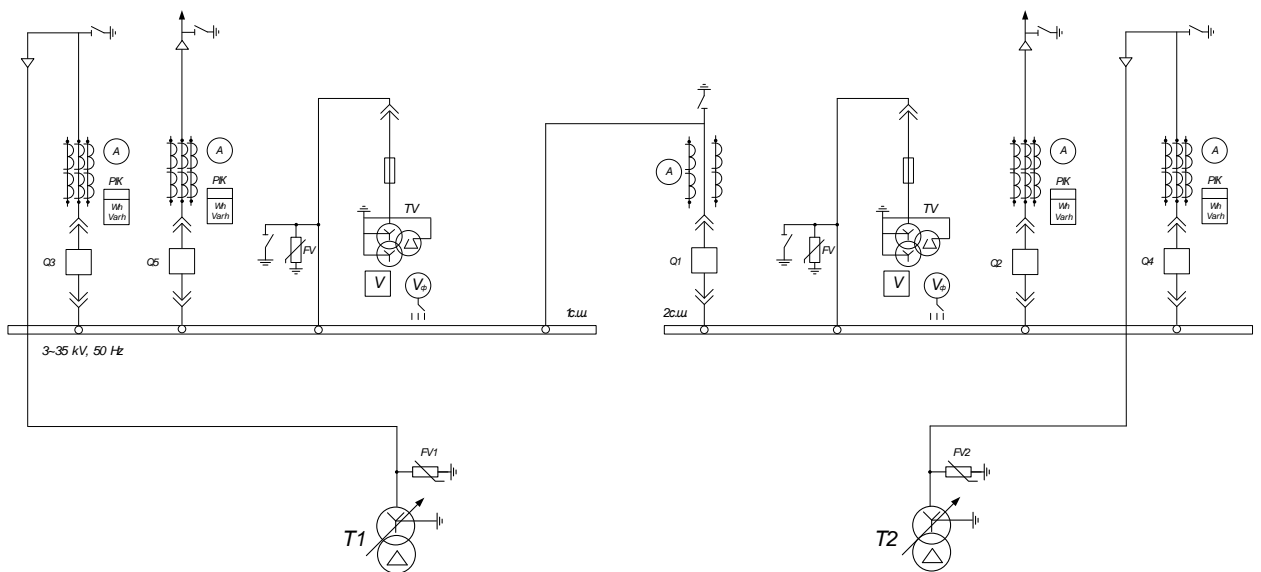


Рисунок 3 – Однолинейная схема на стороне 35 кВ

## 3 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ

### 3.1 Расчет симметричных КЗ

Расчет токов КЗ необходим для корректного выбора и проверки оборудования. Расчет будем вести в именованных единицах. Учтем, также, работу АВР на стороне НН. Для расчета токов КЗ необходимо составить расчетную схему замещения. Схема замещения представлена на рисунке 4.

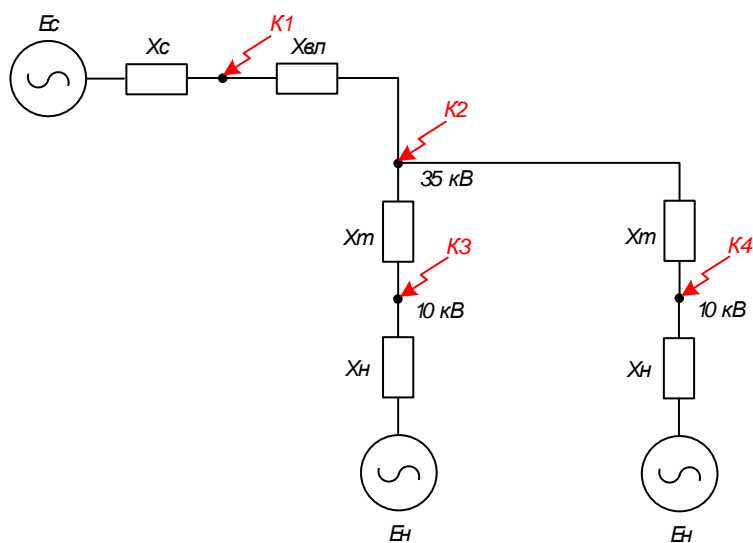


Рисунок 4 – Схема замещения прямой последовательности

На основании исходных данных выполним расчет сопротивлений элементов схемы:

– сопротивление системы, Ом:

$$X_c = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.с}}, \quad (10)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение системы, кВ;

$I_{кз.с}$  – мощность КЗ системы, кА.

Сопротивление ВЛ, Ом:

$$X_{вл} = x_0 \cdot L_{вл}, \quad (11)$$

где  $x_0$  – удельное сопротивление ЛЭП, Ом/км;

$L_{вл}$  – протяженность ЛЭП, км.

Сопротивление трансформатора, Ом:

$$X_m = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad (12)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение трансформатора, кВ;

$S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$u_{к\%}$  – напряжение КЗ, %.

Сопротивление нагрузки в установившемся режиме, Ом:

$$X_c = \frac{U_{ном}^2}{S_{ном.нагр}} \quad (13)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение нагрузки, кВ;

$S_{ном}$  – полная мощность нагрузки, МВА;

Выполним расчет параметров для схемы замещения прямой последовательности.

$$X_c = \frac{U_{ном}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.с}} = \frac{35^2}{\sqrt{3} \cdot 21,6} = 1,0 \text{ Ом}$$

$$X_{вл} = \sqrt{x_0^2 + r_0^2} \cdot L_{вл} = \sqrt{0,33^2 + 0,234^2} \cdot 3,8 = 1,537 \text{ Ом}$$

$$X_m = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} = \frac{8}{100} \cdot \frac{35^2}{10} = 11,25 \text{ Ом}$$

$$X_n = \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} = \frac{35^2}{9,6} = 12,6 \text{ Ом}$$

Далее в качестве примера покажем расчет тока КЗ для расчетной точки К-2. На рисунке 5 показана схема замещения прямой последовательности для расчета КЗ в точке К-2.

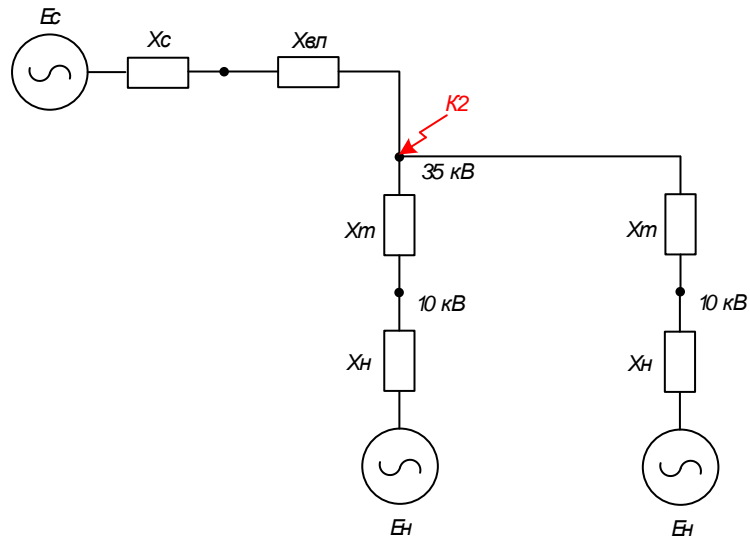


Рисунок 5 – Преобразованная схема замещения прямой последовательности к точке К-2

Свернем ветви с системой и линиями путем последовательно – параллельного преобразования:

$$X3 = X_{c1} + X_{вл.c1} = 1,0 + 1,537 = 2,54 \text{ Ом}$$

$$X4 = \frac{X_{н*} + X_m}{2} = \frac{146,5 + 11,25}{2} = 78,87 \text{ Ом}$$

Итак, получим схему замещения, представленную на рисунке 6.

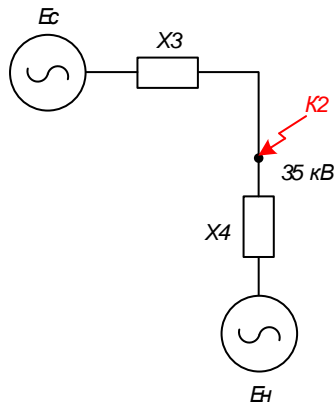


Рисунок 6 – Конечная схема замещения прямой последовательности

Эквивалентное значение сопротивления для расчетной точки КЗ равно:

$$X_{\text{сумм}} = \frac{X3 \cdot X4}{X3 + X4} = \frac{2,54 \cdot 78,87}{2,54 + 78,87} = 2,46 \text{ Ом}$$

Далее рассчитываем периодическую составляющую тока КЗ, кА:

$$I_{1.n} = \frac{E_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{сумм}}} \quad (14)$$

где  $E_{\text{ном}}$  – номинальное значение ЭДС, кВ;

$X_{\text{сумм}}$  – суммарное значение сопротивления для расчетной точки КЗ, Ом.

Остальные значения токов и подробный расчет КЗ в других режимах приведен в приложении Б. Результаты расчета токов КЗ сведем в таблицу 5.

### 3.2 Расчет несимметричных КЗ

В рассматриваемой сети в расчетных точках единственно возможный вид несимметричного КЗ – двухфазное. Замыкание на землю в сетях с изолированной нейтралью не является коротким замыканием и не считается аварией, но считается ненормальным режимом работы, отключение которого происходит действием специализированной автоматики.



Ток двухфазного КЗ рассчитывается по формуле:

$$I_{2,n} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1,n} \quad (15)$$

где  $I_{1,n}$  - периодическая составляющая тока прямой последовательности при 3ф КЗ, кА

Для примера покажем расчет для расчетной точки К-2:

$$I_{2,n} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,8 = 7,6 \text{ кА}$$

Подробный расчет приведен в приложении Б. Результаты расчета токов КЗ представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчета токов КЗ для расчета уставок устройств РЗА

Точка КЗ (расчетный вид КЗ)	Величина периодической составляющей тока 3ф КЗ, кА	Величина периодической составляющей тока 2ф КЗ КЗ, кА
1	2	3
Максимальный режим		
К1	21,9	18,9
К2	8,8	7,6
К3	21,7	18,8
К4	21,7	18,8
Минимальный режим		
К1	18,9	13,5
К2	7,6	6,5
К3	18,8	16,8
К4	18,8	16,8

### 3.3 Расчет токов для выбора оборудования и рабочих токов присоединений

Для выбора и проверки электрического оборудования требуется рассчитать несколько составляющих тока КЗ. Например, при проверке на динамическую устойчивость единичным максимальным пикам тока, заводское значение сравнивают с ударным током (максимальный скачок тока в момент возникновения короткого замыкания). Итак, далее покажем расчет необходимых составляющих тока КЗ для проверки и выбора оборудования.

Рассчитываем аperiodическую составляющую тока КЗ, кА:

$$I_{1.a} = \sqrt{2} \cdot I_{1.n} \quad (16)$$

Рассчитываем ударный ток КЗ, кА:

$$I_{1.y0} = 1,82 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1.n} \quad (17)$$

Покажем расчет тока трёхфазного КЗ для точки К-2.

$$I_{1.a} = \sqrt{2} \cdot I_{1.n} = \sqrt{2} \cdot 8,8 = 12,4 \text{ кА}$$

$$I_{1.y0} = 1,82 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1.n} = 1,82 \cdot \sqrt{2} \cdot 8,8 = 22,6 \text{ кА}$$

Выполним расчет максимальных рабочих токов по присоединениям на ПС 35 кВ Базовая.

Токи через выключатели на стороне 35 кВ:

$$I_{1,2}^{35} = \frac{1,4 \cdot S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} \quad (18)$$

$$I_{1,2}^{35} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 216 \text{ А}$$

Токи через выключатели на стороне 10 кВ:

$$I_{3,4}^{10} = \frac{S_{\text{Тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}}}, \quad (19)$$

$$I_{3,4}^{10} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 525 \text{ A}$$

$$I_6^{10} = \frac{0,5 \cdot S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{номНН}} \cdot n_{\text{отх}}} \quad (20)$$

$$I_6^{10} = \frac{0,5 \cdot 9,6 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 4} = 63 \text{ A}$$

Таблица 6 – Результаты расчета токов для проверки и выбора оборудования

Точка КЗ	Величина периодической составляющей тока КЗ, кА	Величина аperiodической составляющей тока КЗ, кА	Ударный ток КЗ, кА
1	2	3	4
К1	21,9	30,9	56,3
К2	8,8	12,4	22,6
К3	21,7	30,7	55,8
К4	21,7	30,7	55,8

Таблица 7 – Результаты расчета максимальных рабочих токов

Элемент	Максимальный рабочий ток, А
1	2
Выключатели на стороне 35 кВ	216
Выключатели на вводах силового трансформатора 10 кВ	525
Выключатели на отходящих фидерах 10 кВ	63

### **3.4 Выбор типов распределительных устройств**

Для подстанции с высшим напряжением 35 кВ целесообразно рассмотреть вариант установки комплектных распределительных устройств. Для напряжения до 35 кВ в составе КРУ поставляется все основное оборудование. Таким образом, в дальнейшем потребуются только выполнить проверку соответствующего оборудования, согласно действующим нормативам технической документации [11].

Итак, согласно пункту 2.3 на стороне 35 кВ ПС 35 кВ Базовая на перспективу принята схема 35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем система шин» с двумя линейными ячейками. Учитывая факт, что все основное существующее оборудование на стороне 35 кВ выполнено в виде ОРУ, что не соответствует современным стандартам надежности и безопасности эксплуатации. Соответственно, на стороне 35 кВ для реконструируемого ОРУ 35 кВ принимаем для дальнейшей проверки КРУ 35 кВ типа КРУН К-405 производства Чебоксарского электромеханического завода. В состав данного КРУН входит следующее оборудование, подлежащее проверке:

- выключатели вакуумные ВВС-35-25-П/630 У2
- измерительные трансформаторы тока ТОЛ-35Б-П У2;
- измерительные трансформаторы напряжения НАМИ-35 У2;
- ограничители перенапряжения ОПНп-35/40/10/760.

Все ячейки КРУН 35 кВ К-405 соединено жесткой ошиновкой, все ячейки укомплектованы испытанными и проверенными на заводе проходными и опорными изоляторами. Ячейки с выключателями укомплектованы выкатными элементами и заземлителями для безопасного производства работ.

На напряжении 10 кВ ПС 35 кВ Базовая на настоящий момент применяется оборудование в составе КРУ 10 кВ типа КРУН марки К-59 производства ЗАО «ПромЭнерго» г. Чебоксары. Состав данного КРУН описано в таблице 2. Все оборудование будет проверено далее и будет принято решение о его замене либо дальнейшей эксплуатации.

### **3.5 Выбор и проверка выключателей**

Основными условиями выбора выключателя являются номинальные ток и напряжения, помимо этого, необходимо произвести проверку на термостойкость. Термическая стойкость выключателя определяет продолжительность его работы в режиме КЗ:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (21)$$

где  $t_{откл}$  - время отключения выключателя;

$T_a$  - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания (принимается из справочных данных [33] – 0,02 с).

Данную проверку проводят для периода действия тока КЗ. Время действия тока КЗ принимаем равным времени работы последних ступеней релейной защиты. В курсовом проекте примем их равными 3 с.

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{св}, \quad (22)$$

где  $t_{рз}$  - выдержка времени ступеней защит, обеспечивающих дальнейшее резервирование.

Далее определяется возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (23)$$

где  $\beta_n$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя

$I_{откл}$  – отключающий номинальный ток, для данного выключателя

Далее произведем проверочные расчеты согласно формул 21-23.

Для КРУН 35 кВ К-405 проверке подлежит вакуумный выключатель

ВВС-35-25-П/630 У2. Основные параметры для проверки:

- ток отключения – 25 кА;
- номинальный ток – 630 А;
- доля апериодической составляющей тока КЗ при отключении – 40%;
- полное время отключения – 0,1 с.

Выполним необходимые расчеты, согласно вышеуказанных формул:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{св} = 3 + 0,1 = 3,1 \text{ с}$$

$$B_{к.ВН} = 8,8^2 \cdot (3,1 + 0,02) = 242 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$i_{аномВН} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 25 = 14 \text{ кА}$$

Остальные технические характеристики и их сравнение с расчетными значениями устанавливаемых выключателей приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВС-35-25-П/630 У2

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный ток, А	630	216
Номинальный ток включения/отключения, кА	25	8,8
Отключающая способность апериодической составляющей тока КЗ, кА	14	12,4
Ток термической стойкости, кА	25	8,8
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	3125	242
Ток динамической стойкости, кА	80	22,6

Для КРУН 10 кВ К-59 проверке подлежит вакуумный выключатель ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-20/1000 У2. Основные параметры для проверки:

- ток отключения – 20 кА;
- номинальный ток – 1000 А;
- доля апериодической составляющей тока КЗ при отключении – 40%;
- полное время отключения – 0,06 с.

Выполним необходимые расчеты, согласно вышеуказанных формул:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{св} = 3 + 0,06 = 3,06 \text{ с}$$

$$B_{к.НН} = 21,7^2 \cdot (3,06 + 0,02) = 1450 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$i_{аном.НН} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 20 = 11,3 \text{ кА}$$

Следует отметить, что на стадии расчетов, данный выключатель не удовлетворяет отключающей способности периодической и апериодической составляющих. Принимаем для проверки аналогичный выключатель, но с повышенными характеристиками ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-81/2500 У2. Основные параметры для проверки:

- ток отключения – 81 кА;
- номинальный ток – 2500 А;
- доля апериодической составляющей тока КЗ при отключении – 40%;
- полное время отключения – 0,06 с.

Выполним перерасчет отключающей способности апериодической составляющей:

$$i_{аном.НН} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 81 = 46 \text{ кА}$$

Остальные технические характеристики и их сравнение с расчетными значениями устанавливаемых выключателей приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-81/2500 У2

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Номинальный ток, А	2500	525
Номинальный ток включения/отключения, кА	81	21,7
Отключающая способность апериодической составляющей тока КЗ, кА	46	30,7
Ток термической стойкости, кА	32800	1450
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	3125	242
Ток динамической стойкости, кА	102	55,8

Таким образом, на стороне 35 кВ в составе КРУН К-405 принят к установке выключатель ВВС-35-25-П/630 У2, на стороне 10 кВ в составе КРУН К-59 принято заменить существующий выключатель на ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-81/2500 У2.

### 3.6 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току. Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Также трансформаторы тока выбираются по конструкции и классу точности и проверяются по динамической устойчивости, по термической устойчивости и по вторичной нагрузке.

Рассмотрим пример выбора трансформаторов тока на линии 220 кВ. Сопротивление нагрузки ( $Z_2$ ) определяется по формуле:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}} , \quad (24)$$

где  $Z_2$  - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{НОМ}}$  - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в вы-



бранном классе точности.

Пренебрегаем реактивной составляющей сопротивления нагрузки. Поэтому вместо  $Z_2$  будем руководствоваться величиной  $R_2$ .

Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $R_{\text{ПРИБ}}$ , сопротивления соединительных проводов  $R_{\text{ПР}}$  и переходного сопротивления контактов  $R_{\text{К}}$ :

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (25)$$

Основные потребители трансформаторов тока – измерительные приборы. Расчетная нагрузка трансформаторов тока приведена в таблицах 10 и 11.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока на стороне 35 кВ

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Силовые трансформаторы					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,5	1,5	1,5
Линии					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,5	1,5	1,5
Секционный выключатель					
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5
<i>Итого</i>			7,7	7,7	7,7

Таблица 11 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока на стороне 10 кВ

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Вводы					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,5	1,5	1,5
Линии					
Амперметр	8	ЦП 8501/10	3,5	3,5	3,5
Ваттметр	8	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
Варметр	8	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
Счетчик комплексный	8	ION - 8600	3,5	3,5	3,5
ТСН					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,0	1,0	1,0
БСК					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Секционный выключатель					
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5
<i>Итого</i>			<i>13,5</i>	<i>13,5</i>	<i>13,5</i>

Для обеспечения нормативного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (27)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}},$$

$$r_{\text{пр}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (29)$$

где  $r_{\text{ПР}}$  – сопротивление проводников;

$r_{2 \text{ ном}}=20$  Ом – нормированное сопротивление нагрузки измерительных цепей трансформатора тока;

$r_{\text{ПРИБ}}$  – эквивалентное сопротивление приборов.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{Н}}^2}, \quad (30)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – полная мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным 0,05 Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (31)$$

где  $l$  – длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0175$  - удельное сопротивление материала (медь).

В измерительных цепях принимаем КВВГнг 5х2,5, тогда сопротивление провода будет равно [1]:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S_{\text{пр}}}, \quad (32)$$

На стороне 35 кВ проверим трансформатор тока в составе КРУН К-405 ТОЛ-35Б-II. Согласно параметров завода-изготовителя, номинальная вторичная нагрузка составляет – 20 Ом. Выполним проверочные расчеты:

$$r_{\text{приб}} = \frac{7,7}{5^2} = 0,31 \text{ Ом},$$

$$r_{\text{пр}} = 20 - 0,31 - 0,05 = 19,64 \text{ Ом}$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 1000}{19,64} = 0,94 \text{ мм}^2$$

Принимаем медные провода типа КВВГнг – 5х2,5.

$$r_{np} = \frac{0,0175 \cdot 1000}{2,5} = 7 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = r_2 = 0,31 + 7 + 0,05 = 7,4 \text{ Ом}.$$

Остальные технические характеристики и их сравнение с расчетными значениями устанавливаемых трансформаторов тока приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ТОЛ-35Б-II

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный ток первичной обмотки	300	216
Односекундный ток термической стойкости, кА	25	8,8
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	80	14,1
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	7,4

На стороне 10 кВ проверке подлежит трансформатор тока в составе ячеек КРУН К-59 ТОЛ-СЭЩ-10 У2. Согласно параметров завода-изготовителя, номинальная вторичная нагрузка составляет – 20 Ом. Выполним проверочные расчеты:

$$r_{ПРИБ} = \frac{13,5}{5^2} = 0,54 \text{ Ом},$$

$$r_{ПР} = 20 - 0,54 - 0,05 = 19,41 \text{ Ом}$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 1000}{19,41} = 0,9 \text{ мм}^2$$

Принимаем медные провода типа КВВГнг – 5х2,5.

$$r_{np} = \frac{0,0175 \cdot 1000}{2,5} = 7 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = r_2 = 0,54 + 7 + 0,05 = 7,6 \text{ Ом}.$$

Остальные технические характеристики и их сравнение с расчетными значениями устанавливаемых трансформаторов тока приведены в таблице 13.

Таблица 12 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ТОЛ-СЭЩ-10

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Номинальный ток первичной обмотки в ячейках вводов	800	525
Номинальный ток первичной обмотки в ячейках фидеров	200	63
Односекундный ток термической стойкости, кА	81	21,7
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	102	55,8
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	7,6

Таким образом, на стороне 35 кВ в составе КРУН К-405 приняты к установке трансформаторы тока ТОЛ-35Б-II У2, на стороне 10 кВ в составе КРУН К-59 – ТОЛ-СЭЩ-10 У2 подлежат дальнейшей эксплуатации.

### 3.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

При определении вторичной нагрузки трансформатора напряжения

должно соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (33)$$

где  $S_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность нагрузки трансформатора напряжения;

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка измерительных приборов, присоединенных к цепям трансформатора напряжения.

Нагрузка вторичных обмоток ТН представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка P, Вт
1	2	3	4
Шины 35 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	4	ЦП 8506/120	14
Счетчик комплексный	4	СЕ 304	4
Итого			38 (tgf=0,75)
Шины 10 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	8	ЦП 8506/120	30
Счетчик комплексный	8	СЕ 304	8
Итого			58 (tgf=0,75)

Полная мощность вторичной нагрузки трансформаторов напряжения:

$$S_P = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (34)$$

$$S_{p.BH} = \sqrt{38^2 + (38 \cdot 0,75)^2} = 47,5 \text{ ВА}$$

$$S_{p.HH} = \sqrt{58^2 + (58 \cdot 0,75)^2} = 72,5 \text{ ВА}$$

На стороне 35 кВ проверим трансформатор напряжения в составе КРУН К-405 НАМИ-35 У2. Согласно параметров завода-изготовителя, номинальная вторичная нагрузка составляет – 1,5 кВА. В таблице 14 представлено сравнение заводских и расчетных параметров выбора рассматриваемых трансформаторов напряжения.

Таблица 14 – Сравнение каталожных и расчетных данных для НАМИ-35 У2

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252	220
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	$220/\sqrt{3}$	-
Предельная мощность ТН, ВА	1500	47,5

На стороне 10 кВ проверке подлежат трансформаторы напряжения в составе ячеек КРУН К-59 НАМИ-10 У2. Согласно параметров завода-изготовителя, номинальная вторичная нагрузка составляет – 2,5 кВА. В таблице 15 представлено сравнение заводских и расчетных параметров выбора рассматриваемых трансформаторов напряжения.

Таблица 15 – Сравнение каталожных и расчетных данных для НАМИ-10 У2

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252	220
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	$220/\sqrt{3}$	-
Предельная мощность ТН, ВА	2500	72,5

Таким образом, на стороне 10 кВ в составе КРУН К-405 приняты к установке трансформаторы напряжения НАМИ-35 У2, на стороне 10 кВ в составе КРУН К-59 – НАМИ-10 У2 подлежат дальнейшей эксплуатации.

### **3.8 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения**

Выбор и проверка ограничителей перенапряжения производится со-

гласно нормативной документации ФСК ЕЭС, утвержденной и одобренной в 2009 году [29]. Проверке подлежит ОПН на стороне 35 кВ марки ОПНп-35/40/10/300 УХЛ1 и уже существующий ОПН на стороне 10 кВ – ОПНп-10/12/10/600 УХЛ1

Наибольшее рабочее напряжение сети:

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot U_{ном} , \quad (35)$$

$$U_{нрс}^{35} = 1,15 \cdot 35 = 40 \text{ кВ} ,$$

$$U_{нрс}^{10} = 1,15 \cdot 10 = 12 \text{ кВ} .$$

Соответствующие минимальное длительное рабочее напряжение ОПН:

$$U_{нро} = \frac{U_{нрс}}{\sqrt{3}} , \quad (36)$$

$$U_{нро}^{35} = \frac{40}{\sqrt{3}} = 23,1 \text{ кВ} ,$$

$$U_{нро}^{10} = \frac{12}{\sqrt{3}} = 6,93 \text{ кВ}$$

с принятым запасом 2...5 %:

$$U_{нро}^{35} = 1,05 \cdot 23,1 = 24,3 \text{ кВ}$$

$$U_{нро}^{10} = 1,05 \cdot 6,93 = 7,28 \text{ кВ}$$

Остающееся напряжение рассматриваемого ОПН 35 кВ при грозовых



перенапряжениях (при импульсах тока не более 8/20 мкс при разрядном токе 10000 А) составляет 72 кВ.

Остающееся напряжение рассматриваемого ОПН 10 кВ при грозовых перенапряжениях (при импульсах тока не более 8/20 мкс при разрядном токе 10000 А) составляет 29 кВ

Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях зависит от определенного ранее параметра определяется по следующей формуле:

$$U_{ост.к} = \frac{U_{ки}}{1,2} \quad (37)$$

где  $U_{ост.к}$  – уровень коммутационных перенапряжений.

$$U_{ки} = k_u \cdot k_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исн50} \quad (38)$$

где  $U_{исн50}$  – одноминутное испытательное напряжение (при  $U_{ном}=35$  кВ - 95 кВ; для  $U_{ном}=10$  кВ – 42 кВ);

$k_u$  – коэффициент ионизации (1,35);

$k_k$  – коэффициент кратности тока (0,9).

$$U_{ки}^{35} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 95 = 163 \text{ кВ} ,$$

$$U_{ост.к}^{35} = \frac{163}{1,2} = 136 \text{ кВ} ,$$

$$U_{ки}^{10} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 42 = 72 \text{ кВ} ,$$

$$U_{\text{оск.к}}^{10} = \frac{72}{1,2} = 60 \text{ кВ}.$$

Значение тока взрывобезопасности:

$$I_{\text{бб}} = 1,2 \cdot I_{\text{но}} \quad (39)$$

$$I_{\text{бб}}^{35} = 1,2 \cdot 8,8 = 10,56 \text{ кА}$$

$$I_{\text{бб}}^{10} = 1,2 \cdot 21,7 = 26 \text{ кА}$$

Длина пути утечки ОПН определяется по формуле:

$$L_{\text{ут}} = 1,2 \cdot L_{\text{ут.обор}} \quad (40)$$

где  $L_{\text{ут.обор}}$  – длина утечки оборудования.

$$L_{\text{ут.обор}} = \lambda_3 \cdot U_{\text{про}} \quad (41)$$

где  $\lambda_3$  – 2,8 см/кВ для I степени загрязнения.

$$L_{\text{ут.обор}}^{35} = 2,8 \cdot 24,3 = 68 \text{ см},$$

$$L_{\text{ут}}^{35} = 1,2 \cdot 68 = 82 \text{ см},$$

$$L_{\text{ут.обор}}^{10} = 2,8 \cdot 7,28 = 20,4 \text{ см},$$

$$L_{\text{ут}}^{10} = 1,2 \cdot 20,4 = 25 \text{ см}.$$

На ПС 35 кВ Базовая ОПН установлены на сторонах силовых трансформаторов и в ячейках КРУН. Сравнение заводских и расчетных параметров для рассматриваемых ОПН представлено в таблицах 16 и 17.

Таблица 16 – Характеристики ОПНп-35/40,5/10/760 УХЛ1

Наименование параметра	Расчетное значение	Характеристика ОПН
1	2	3
Класс напряжения сети, кВ	35	35
Номинальный разрядный ток, кА	-	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	40	40,5
Номинальное напряжения ОПН, кВ	35	52,6
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	72	139,5
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	136	139,5
Ток взрывобезопасности, кА	10,56	50
Длина пути утечки оборудования, см	82	168

Таблица 17 – Характеристики ОПНп-10/12/10/600 УХЛ1

Наименование параметра	Расчетное значение	Характеристика ОПН
1	2	3
Класс напряжения сети, кВ	10	10
Номинальный разрядный ток, кА	-	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	12	12
Номинальное напряжения ОПН, кВ	10	10
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	29	81
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	60	81
Ток взрывобезопасности, кА	26	65
Длина пути утечки оборудования, см	25	35,5

Таким образом, на стороне 35 кВ приняты ОПН типа ОПНп-35/40,5/10/760 УХЛ1, на стороне 10 кВ – ОПНп-10/12/10/600 УХЛ1 подлежат дальнейшей эксплуатации.

### 3.9 Проверка шинных конструкций и изоляторов

Технические расчетные данные для выбора жесткой ошиновки 35 кВ приведены в таблице 18. Допустимое прочностное напряжение в материале для шин из алюминия:

$$\sigma_{\max}^{Al} = 11.4 \text{ МПа} . \quad (42)$$

Допустимая механическая нагрузка на изоляционные конструкции для данного материала:

$$F_{\max}^{Al} = 227 \text{ Н} \quad (43)$$

Площадь поперечного сечения проводника по условию термической стойкости:

$$S_{\text{тер.мин}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_{\text{тер}}} \quad (44)$$

где  $C_{\text{тер}}$  – термический коэффициент (для Al шин при  $90^\circ - 81 \frac{A \cdot \sqrt{c}}{\text{мм}^2}$ ).

$$S_{\text{тер.мин}} = \frac{\sqrt{150}}{81} = 15,1 \text{ мм}^2$$

Таблица 18 – Условия выбора жесткой ошиновки 35 кВ

Наименование	Расчетные данные	Параметры ошиновки
1	2	3
Номинальный ток, А	216	1770
Сквозной ток (периодическая составляющая тока КЗ), кА	8,8	25
Сквозной ток (наибольший пик), кА	22,6	80

1	2	3
Допустимое напряжение в материале шин, МПа	11,4	247
Допустимая механическая нагрузка на изоляторы, Н	227	4800
Сечение проводника по условию термической стойкости, мм <sup>2</sup>	15,1	2903

Помимо жесткой ошиновки, на стороне 35 кВ присутствуют элементы гибкой ошиновки, выполняющие функции спусков к оборудованию и соединяющие конструкции порталов. Технические параметры гибкой ошиновки на стороне ВН приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Условия выбора гибкой ошиновки 35 кВ

Наименование	Расчетные данные	Параметры ошиновки
1	2	3
Номинальный ток, А	216	710
Сечение проводника по условию термической стойкости, мм <sup>2</sup>	15,1	300

На стороне низкого напряжения основной объем шинных конструкций представляет собой жесткие шины в составе КРУ 10 кВ. Длительно-допустимый ток ошиновки составляет 1200 А, что удовлетворяет максимальному рабочему току силового трансформатора с запасом. Технические параметры гибкой ошиновки 10 кВ в составе ячеек КРУ приведены в таблице 21.

Площадь поперечного сечения проводника по условию термической стойкости:

$$S_{тер.мин} = \frac{\sqrt{1627}}{90} = 44,8 \text{ мм}^2$$

Таблица 20 – Условия выбора жесткой ошиновки 10 кВ

Наименование	Расчетные данные	Параметры ошиновки
1	2	3
Номинальный ток, А	525	1200
Сквозной ток (периодическая составляющая тока КЗ), кА	21,7	81
Сквозной ток (наибольший пик), кА	55,8	102
Сечение проводника по условию термической стойкости, мм <sup>2</sup>	44,8	2x600

Далее произведем выбор и проверку механических конструкций. Их роль выполняют изоляторы.

В большинстве своем расчет изоляторов сводится к их механической оценке. Кроме того, перед проверкой на механику, необходимо выбрать изолятор по классу напряжения.

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}.$$

Проверяем опорные изоляторы ИО-10-3,75 ( $F_{разр} = 3,75 \text{ кН}$ ).

С допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна  $H_{из} = 120 \text{ мм}$ .

Сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \text{ Н}, \quad (45)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{26800^2}{0,12} \cdot 1 \cdot 1,225 \cdot 10^{-7} = 1,27 \text{ кН.}$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h / 2}{H_{из}}, \quad (46)$$

$$K_h = \frac{120 + 80 + 100 / 2}{120} = 2,1$$

Проверка:

$$F_{расч.} = 950 \text{ Н} \leq F_{дон} = 3750 \text{ Н}$$

Таким образом, ИО-10-3,75 удовлетворяет условию механической прочности. Выбранный изолятор может быть принят к установке.

Далее проверим проходной изолятор ИП-10-3,75 ( $F_{разр} = 3,75 \text{ кН}$ ).

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна  $H_{из} = 120 \text{ мм}$ .

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{26800^2}{0,12} \cdot 1,225 \cdot 10^{-7} = 0,63 \text{ кН.}$$

Проверка:

$$F_{расч.} = 480 \text{ Н} \leq F_{дон} = 3750 \text{ Н}$$

Таким образом, ИП-10-3,75 удовлетворяет механической прочности. Выбранный изолятор может быть принят к установке. На стороне 35 кВ принимаем к установке изоляторы опорные изоляторы ОСК-35-10.

### 3.10 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд

Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд производится аналогично силовым трансформаторам.

Основные потребители трансформаторов собственных нужд:

- охлаждение силовых трансформаторов;
- обогрев;
- отопление;
- освещение;
- бытовые розетки;
- обогрев и освещение ОРУ;
- питание насосной станции;
- прочие нагрузки.

При выборе учитывается нагрузка всех потребителей.

Состав потребителей трансформаторов собственных нужд представлен в таблице 21.

Таблица 21 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Нагрузка	cos	Р <sub>уст</sub> , кВт	Q, квар
1	2	3	4
Охлаждение трансформатора	0,65	10	6,5
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение и вентиляция	0,8	7	5,6
Отопление и освещение ОПУ	0,8	30	24
Отопление и освещение ДП	0,8	30	24
Освещение ОРУ	1	10	-
Итого		97	60,1

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (47)$$

$$S_{рас} = \sqrt{97^2 + 60,1^2} \cdot 0,8 = 91 \text{ кВА}.$$



Проверке подлежат установленные трансформаторы собственных нужд типа ТМГ-35/10. Выполним проверку по коэффициентам загрузки:

$$K_3^{норм} = \frac{91}{2 \cdot 35} = 1,3$$

$$K_3^{авар} = \frac{91}{35} = 2,6$$

Существующие трансформаторы перегружены при данных нагрузках, принимаем для проверки трансформаторы собственных нужд типа ТМГ-100/10.

$$K_3^{норм} = \frac{91}{2 \cdot 100} = 0,5$$

$$K_3^{авар} = \frac{91}{100} = 1,0$$

Таким образом, на стороне 10 кВ ПС 35 кВ Базовая принимаем к установке два трансформатора ТМГ – 100/10-У1

### **3.11 Выбор и проверка оборудования систем оперативного тока**

На реконструируемой подстанции необходима установка системы постоянного тока с аккумуляторными батареями для питания цепей управления, сигнализации, автоматики, аварийного освещения, а также для электропитания наиболее ответственных механизмов собственных нужд, которые обеспечивают сохранение оборудования в работоспособном состоянии (маслонасосы смазки, уплотнений вала, систем регулирования турбогенераторов).

Всех потребителей энергии, получающих питание от аккумуляторной батареи, можно разделить на три следующие группы:

- постоянно включенная нагрузка;
- временная нагрузка;
- кратковременная нагрузка.

Наибольшее применение на электростанциях и подстанциях получили батареи из свинцово – кислотных аккумуляторов с поверхностными положительными и корабчатыми отрицательными пластинами типа СК. Такие батареи имеют большой срок службы и устойчивы в работе. В качестве электролита применяется обычный раствор серной кислоты плотностью 1,2 при температуре 25°C. При приготовлении электролита используется концентрированная, отвечающая специальным требованиям серная кислота и дистиллированная вода.

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (48)$$

где  $U_{ш}$  – напряжение на шинах;

$U_{ПА}$  – напряжение на элементе в режиме подзарядки.

В режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{35}{2,15} = 17,$$

в режиме номинального напряжения:

$$n = \frac{220}{1,75} = 20.$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \quad (49)$$

$$n_{доб} = 20 - 17 = 3.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1.05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (50)$$

где  $I_{ав}$  – нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

$j$  – допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1.05 \cdot \frac{97}{18} = 5,7.$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера.  $N = 6$

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК-6.

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}, \quad (51)$$

где  $I_{Tmax}$  – максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{Tmax} = 54 \text{ А};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 6 = 276 \text{ A}$$

Следовательно, необходимо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{276}{54} = 5,1.$$

Окончательно принимаем СК-6. В качестве зарядно-подзарядного устройства проверим стандартное ВАЗП, параметры которого будут проверены далее.

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N} \text{ A.} \quad (52)$$

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N} = \frac{54}{6} = 9$$

Выбор параметров ВАЗП:

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_p \quad (53)$$

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot 6 + 9 = 10 \text{ A.}$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot n_0 \quad (54)$$

$$U_{ПЗ} \geq 2,2 \cdot 17 = 37,4 \text{ B}$$

$$I_3 = 5 \cdot N + I_p,$$

$$I_3 = 5 \cdot 6 + 9 = 39 \text{ A A.}$$

$$U_{пз} = 2.75 \cdot n, \quad (55)$$

$$U_{пз} = 2,75 \cdot 17 = 47 \text{ В}$$

Принимаем к установке стандартное ЗПУ ВАЗП-380/260-40/80-УХЛ4-2. Выпрямительные агрегаты типа ВАЗП предназначены для зарядки аккумуляторных батарей, параллельной работы с аккумуляторными батареями на нагрузку и формовки отдельных аккумуляторов. Как регулируемый источник постоянного напряжения, выпрямители ВАЗП применяются на атомных станциях, на электростанциях всех категорий, на предприятиях телеграфно-телефонной связи. Они нашли так же применение в автотранспортных хозяйствах, промышленных и сельскохозяйственных предприятиях, где применяются кислотные аккумуляторные батареи, требующие постоянной подзарядки.

### **3.12 Выбор и проверка аппаратуры телемеханики и связи**

Для работы каналов связи устройств релейной защиты, сетевой и противоаварийной автоматикеи, отдельных их функций необходимо спроектировать высокочастотные каналы связи.

Проектирование канальной аппаратуры представляет собой процесс, не предусмотренный данным проектом, однако будет выбран основной аппарат для осуществления связи.

Высокочастотные заградители необходимы для обеспечения высокочастотной связи между объектами. Они устанавливаются методом врезки в линейные провода ЛЭП в качестве высокочастотной обработки линий с целью ослабления действия высоковольтного оборудования подстанций и ответвлений ЛЭП на тракты каналов связи диспетчерского и технологического управления, выполняют функции заграждающего фильтра для частот высокого уровня.

Высокочастотные заградители выпускаются с воздушным охлаждени-

ем. Они состоят из соединенных параллельно элемента управления и силового реактора. Сами заградители устанавливаются на фундаменты или подвешиваются на линейный портал.

Примем для проверки высокочастотный заградитель ВЗ-400-0,5У1. Параметры проверки аналогичны параметрам проверки силовых выключателей. Технические параметры для ВЧЗ на ВН представлены в таблице 21.

Таблица 22 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЗ-400-0,5У1

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный ток, А	400	216
Ток термической стойкости, кА	25	8,8
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	3125	242
Ток динамической стойкости, кА	80	22,6

## 4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Основной целью выпускной квалификационной работы является реконструкция систем релейной защиты и сетевой автоматики ПС 35 кВ Базовая, в связи с заменой силовых трансформаторов, типы и мощности которых были выбраны ранее в главе 2.

В данной главе будет произведен анализ необходимости установки новых комплексов релейной защиты и автоматики подстанционного и силового оборудования и присоединений, выполнен выбор современных интеллектуальных микропроцессорных устройств защиты подстанционного оборудования, согласно действующим нормативно-техническим документам, техническим регламентам, нормам и правилам.

В данной главе будет выполнен расчет параметров настройки выбранных устройств релейной защиты и сетевой автоматики, согласно действующим нормативным документам, стандартам, руководящим указаниям по релейной защите, а также рекомендациям и методическим указаниям заводоизготовителей выбранных комплектов релейной защиты и автоматики.

### 4.1 Расстановка комплектов защиты и автоматики

Необходимо произвести выбор устройств РЗА и набор функций выбранных устройств для защиты автотрансформаторов и присоединений 10 кВ.

Таким образом, произведем выбор устройств РЗА и расчет параметров их настройки для силовых трансформаторов 35/10 кВ. В соответствии с ПУЭ [8], для трансформаторов и автотрансформаторов, мощностью более 630 кВА должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- 1) многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- 2) однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- 3) витковых замыканий в обмотках;

- 4) токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- 5) токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- 6) понижения уровня масла.

Для Т-1 и Т-2 в качестве основных защит будет принято 2 терминала (основной и резервный) производства НТЦ «Механотроника» ШЭ-МТ-021.

Состав шкафа:

- комплект основной защиты трансформатора 35 кВ;
- комплект резервной защиты трансформатора 35 кВ;
- комплект регулирования напряжения трансформатора;
- комплект защиты и автоматики ввода 6-10 кВ.

Данный терминал включает в себя следующие функции:

- продольную дифференциальную токовую защиту;
- двухступенчатую МТЗ стороны ВН;
- двухступенчатую МТЗ стороны НН (ввода 10 кВ);
- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- токовое реле для защиты от перегрузки;
- УРОВ ввода 10 кВ;
- реле минимального напряжения;
- АВР 10 кВ;
- защиту от потери охлаждения;
- прием сигналов от сигнальных и отключающих ступеней газовых реле, от датчиков повышения температуры масла, от датчиков повышения и понижения уровня масла.

Для защиты отходящих фидеров по стороне 10 кВ принимается к установке 2 терминала (основной и резервный) производства НТЦ «Механотроника» ШЭ-МТ-015. Состав шкафа – комплект защиты и автоматики выключателя линии 6-35кВ.

Данный терминал включает в себя следующие функции:

- трёхступенчатую МТЗ;
- токовую отсечку (МТО);



- логическую защиту шин;
- дуговую защиту;
- защита от замыканий на землю (ОЗЗ);
- УРОВ;
- АПВ;
- автоматика оперативного управления выключателем.

Поясняющая схема расстановки устройств РЗА на объекте представлена на рисунке 7.

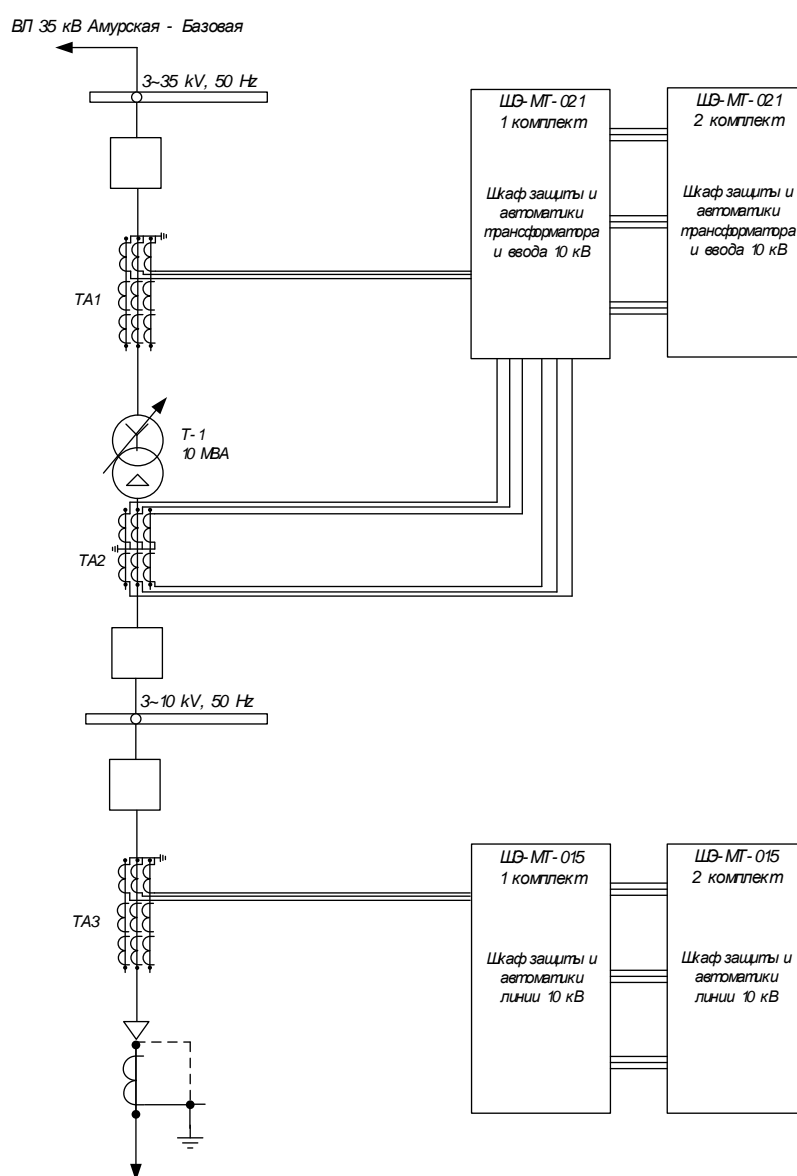


Рисунок 7 – Поясняющая схема расстановки устройств РЗА

## 4.2 Расчет уставок выбранных устройств РЗ

Расчет параметров настроек (уставок) и алгоритмов функционирования выполнен на основании ПУЭ, ПТЭ, нормативно-технических документов, руководящих указаний по релейной защите и требований и рекомендаций фирм-производителей выбранных устройств РЗА.

В качестве исходных данных приняты уровни токов КЗ, рассчитанные ранее и приведенные в таблице 5 и графической части ВКР.

Параметры и характеристики оборудования, необходимые для расчета приняты на основании данных, полученных в ходе преддипломной практики в АО «ДРСК».

Параметры выбранных силовых трансформаторов приведены в главе 2 в таблице 4. Параметры ЛЭП приведены далее в таблице 23.

Таблица 23 – Расчетные параметры ЛЭП

Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода/кабеля	Удельное активное сопротивление, Ом	Удельное реактивное сопротивление, Ом
ВЛ 35 кВ Амурская – Базовая	3,8	АС-95/19	0,311	0,411
Ф-1 Заб.ж/д	0,7	ПвП 1х95/16-10	0,247	0,112
Ф-2 Южная	0,5	ПвП 1х95/16-10	0,247	0,112
Ф-4 ЗЭС	0,8	ПвП 1х95/16-10	0,247	0,112
Ф-7 РП№2	1,5	ПвП 1х95/16-10	0,247	0,112
Ф-10 Южная	2,5	ПвП 1х95/16-10	0,247	0,112
Ф-15 Северная	1,8	ПвП 1х95/16-10	0,247	0,112
Ф-16 Медучилице	1,2	ПвП 1х95/16-10	0,247	0,112

Все расчетные параметры, необходимые для определения параметров срабатывания выбранных устройств посчитаны ранее в главе расчета токов короткого замыкания, подробный расчет параметров сети приведен в приложении В.

### 4.2.1 Расчет уставок защит фидеров 10 кВ

Покажем расчет защит фидера 10 кВ на примере Ф-16 Медучилище. На основании ПУЭ, для защиты линии 10 кВ необходимо применять:

- от однофазных замыканий на землю – устройство контроля изоляции с пуском на сигнал и токовая защита от замыканий на землю;

- от междуфазных коротких замыканий – двухступенчатая МТЗ.

Расчет 1 ступени МТЗ (мгновенная токовая отсечка). Выполняется отстройка от максимального тока КЗ в конце защищаемой линии:

$$I_{срМТО} = k_{отс} \cdot I_{кз} \quad (56)$$

где  $I_{кз}$  – ток в защите при междуфазном КЗ в конце линии, А;

$k_{отс}$  – коэффициент отстройки (1,1 – 1,3).

$$I_{срМТО} = 1,3 \cdot 9761 = 12700 \text{ А}$$

Эффективность МТО определяется графически. МТО считается эффективной при осуществлении надежной защиты более 20% защищаемой ЛЭП. Для этого строится кривая спадания тока.

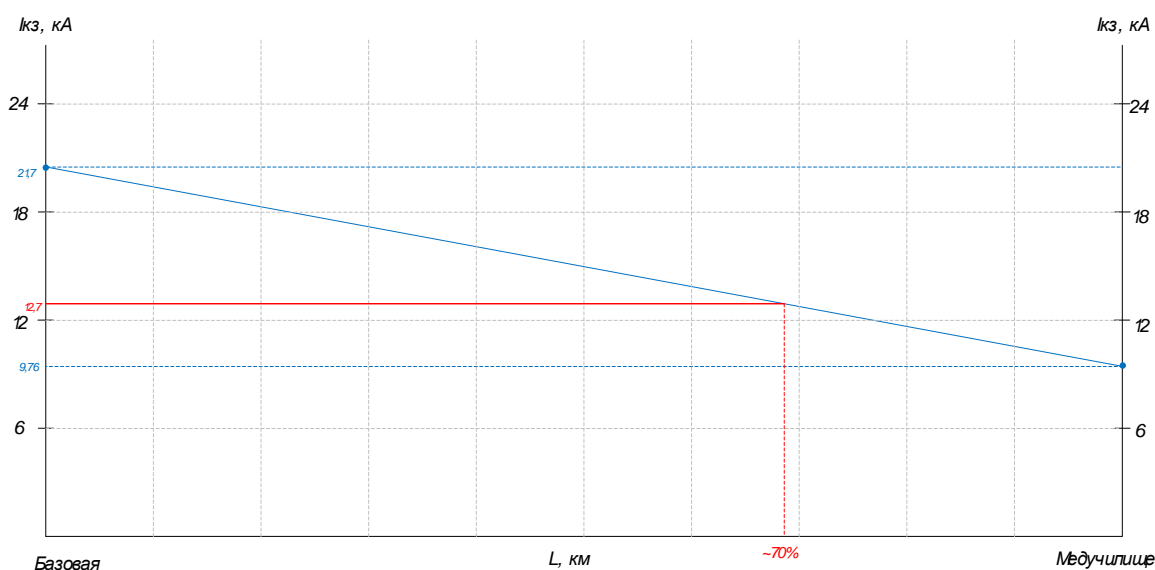


Рисунок 8 – Результат оценки эффективности МТО для Ф-16

Из графика видно, что МТО Ф-16 эффективно защищает более 20% линии, следовательно, выбираем режим работы – введена постоянно.

Время срабатывания 1 ступени МТЗ принимается минимальным. Принимаем значение – 0,05 с по рекомендации завода-изготовителя. 50 с достаточно для выполнения пуска приборов определения места повреждения и осциллографов, при этом такая выдержка времени не является фатальной при любых видах КЗ и не приведет к нарушению устойчивости.

Расчет 2 ступени МТЗ. Выполняется отстройка от максимального тока нагрузки. Нагрузочный режим ЛЭП 10 кВ обусловлен режимом потребления и длительно-допустимым током. Данные по этим значениям приведены в приложении В.

$$I_{МТЗ} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зан}}{k_B} \cdot I_{p.max} \quad (57)$$

где  $k_{над}$  – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам.зан}$  – коэффициент самозапуска, можно принять равным 1,5;

$k_B$  – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,95;

$I_{p.max}$  – максимальный рабочий ток защищаемого оборудования.

$$I_{МТЗ} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 680 = 1300 \text{ A}$$

Выполним расчет чувствительности. Нормативный коэффициент чувствительности для токовых защит, выполняющих функцию основных, при отсутствии основной быстродействующей защиты – 1,5. Минимальный ток КЗ для расчета чувствительности принимается на основании расчета токов КЗ в минимальном режиме. Конец зоны резервирования для 2 ступени МТЗ линии 10 кВ – конец линии. Подробный расчет тока представлен в приложении В.

$$I_{кз.мин} = \frac{U_{ном} \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot (Z_{экв.мин} + Z_{лэн})} \quad (58)$$

где  $Z_{экв.мин}$  – эквивалентное сопротивление системы в точке КЗ (на шинах 10 кВ). Расчет выполнен в приложении Б и главе расчета токов КЗ, Ом;  
 $Z_{лэн}$  – сопротивление защищаемой линии, Ом.

$$I_{кз.мин} = \frac{10 \cdot 10^3 \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot (0,266 + 0,325)} = 7809 \text{ A}$$

$$k_{ч} = \frac{I_{кз.мин}}{I_{МТЗ}} \quad (59)$$

$$k_{ч} = \frac{7809}{1300} = 6 \geq 1,5$$

Защита чувствительна.

Выдержка времени 2 ступени МТЗ согласуется с 1 ступенью МТЗ предыдущего элемента. Принимаем выдержку времени 1 ступени МТЗ предыдущей линии (при наличии) – 0 с.

$$t_{МТЗ} = t_{пред} + \Delta t \quad (60)$$

где  $\Delta t$  – ступень селективности – 0,5 с.

$$t_{МТЗ} = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с}$$

Выполним расчет вторичных значений для заливки уставок в терминал.

$$I_{МТЗ.втор} = \frac{I_{МТЗ}}{k_{mm}} \quad (61)$$

где  $k_{mm}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока отходящего присоединения 10 кВ. Расчет выполнен в приложении В.

$$I_{МТО.втор} = \frac{12700}{80} = 159 \text{ А}$$

$$I_{МТЗ.втор} = \frac{1300}{80} = 16,3 \text{ А}$$

Защита от замыканий на землю в сети 10 кВ.

В сетях с изолированной нейтралью возможно сохранение сети в работе при однофазных замыканиях на землю. Вследствие этого защита выполняется неселективной с сигнализацией наличия напряжения нулевой последовательности 3U0 на шинах. Допускается отыскание поврежденного элемента поочередным отключением присоединений.

В сетях с изолированной нейтралью дополнительно применяют ненаправленную защиту от замыканий на землю, реагирующую на основную гармонику тока нулевой последовательности.

Первичный ток срабатывания защиты выбирают из условия отстройки от тока внешнего замыкания на землю по формуле:

$$I_{O33} = \frac{1}{k_g} \cdot (k_{omc1} \cdot I_C + k_{omc2} \cdot I_{нб}) \quad (62)$$

где  $k_g$  – коэффициент возврата – 0,95;

$k_{omc1}$  – коэффициент отстройки от внешнего замыкания на землю – 2,5;

$k_{omc2}$  – коэффициент отстройки – 1,5;

$I_C$  – установившийся емкостной ток замыкания на землю защищаемого присоединения, А;

$I_{нб}$  – первичный установившийся ток небаланса, обусловленный погрешностью измерения или расчета тока нулевой последовательности, А.

$$I_{нб} = 0,03 \cdot I_{раб.макс}$$

$I_{раб.макс}$  – максимальный рабочий ток присоединения, А.

Расчет уставок защит остальных фидеров 10 кВ представлен в приложении В. Результаты расчета параметров настройки терминалов для них приведены в таблицах 24 – 30.

Таблица 24 – Бланк уставок для терминала защит Ф-16 Медучилище

Параметр	Единица измерения	Диапазон	Значение первичное	Значение вторичное
1	2	3	4	5
Уставка срабатывания 1 ступени МТЗ (токовая отсечка)	А	0,01 – 50000	12700	159
Уставка срабатывания 2 ступени МТЗ	А	0,01 – 20000	1300	16,3
Уставка срабатывания 3 ступени МТЗ	А	0,01 – 20000	-	-
Выдержка времени 1 ступени МТЗ	с	0,00 – 60000,00	0,05	
Выдержка времени 2 ступени МТЗ	с	0,00 – 60000,00	0,5	
Выдержка времени 3 ступени МТЗ	с	0,00 – 60000,00	-	
Режим работы 1 ступени МТЗ	-	-	введена постоянно	
Режим работы 2 ступени МТЗ	-	-	введена постоянно	

1	2	3	4	
Режим работы 3 ступени МТЗ	-	-	выведена	
Уставка срабатывания защиты от ОЗЗ	А	0,01 – 1000	40	0,5
Выдержка времени защиты от ОЗЗ	с	0,05 – 1,0	0,5	

Таблица 25 – Бланк уставок для терминала защит Ф-15 Северная

Параметр	Единица измерения	Диапазон	Значение первичное	Значение вторичное
1	2	3	4	5
Уставка срабатывания 1 ступени МТЗ (токовая отсечка)	А	0,01 – 50000	11000	125
Уставка срабатывания 2 ступени МТЗ	А	0,01 – 20000	1000	12,5
Уставка срабатывания 3 ступени МТЗ	А	0,01 – 20000	-	-
Выдержка времени 1 ступени МТЗ	с	0,00 – 60000,00	0,05	
Выдержка времени 2 ступени МТЗ	с	0,00 – 60000,00	0,5	
Выдержка времени 3 ступени МТЗ	с	0,00 – 60000,00	-	
Режим работы 1 ступени МТЗ	-	-	введена постоянно	
Режим работы 2 ступени МТЗ	-	-	введена постоянно	
Режим работы 3 ступени МТЗ	-	-	выведена	
Уставка срабатывания защиты от ОЗЗ	А	0,01 – 1000	35	0,44
Выдержка времени защиты от ОЗЗ	с	0,05 – 1,0	0,5	



Таблица 26 – Бланк уставок для терминала защит Ф-10 Южная

Параметр	Единица измерения	Диапазон	Значение первичное	Значение вторичное
1	2	3	4	5
Уставка срабатывания 1 ступени МТЗ (токовая отсечка)	А	0,01 – 50000	4800	60
Уставка срабатывания 2 ступени МТЗ	А	0,01 – 20000	1600	20
Уставка срабатывания 3 ступени МТЗ	А	0,01 – 20000	-	-
Выдержка времени 1 ступени МТЗ	с	0,00 – 60000,00	0,05	
Выдержка времени 2 ступени МТЗ	с	0,00 – 60000,00	0,5	
Выдержка времени 3 ступени МТЗ	с	0,00 – 60000,00	-	
Режим работы 1 ступени МТЗ	-	-	введена постоянно	
Режим работы 2 ступени МТЗ	-	-	введена постоянно	
Режим работы 3 ступени МТЗ	-	-	выведена	
Уставка срабатывания защиты от ОЗЗ	А	0,01 – 1000	52	0,65
Выдержка времени защиты от ОЗЗ	с	0,05 – 1,0	0,5	

Таблица 27 – Бланк уставок для терминала защит Ф-7 РП№2

Параметр	Единица измерения	Диапазон	Значение первичное	Значение вторичное
1	2	3	4	5
Уставка срабатывания 1 ступени МТЗ (токовая отсечка)	А	0,01 – 50000	7300	91,3

1	2	3	4	5
Уставка срабатывания 2 ступени МТЗ	А	0,01 – 20000	1300	16,3
Уставка срабатывания 3 ступени МТЗ	А	0,01 – 20000	-	-
Выдержка времени 1 ступени МТЗ	с	0,00 – 60000,00	0,05	
Выдержка времени 2 ступени МТЗ	с	0,00 – 60000,00	0,5	
Выдержка времени 3 ступени МТЗ	с	0,00 – 60000,00	-	
Режим работы 1 ступени МТЗ	-	-	введена постоянно	
Режим работы 2 ступени МТЗ	-	-	введена постоянно	
Режим работы 3 ступени МТЗ	-	-	выведена	
Уставка срабатывания защиты от ОЗЗ	А	0,01 – 1000	40	0,5
Выдержка времени защиты от ОЗЗ	с	0,05 – 1,0	0,5	

Таблица 28 – Бланк уставок для терминала защит Ф-4 ЗЭС

Параметр	Единица измерения	Диапазон	Значение первичное	Значение вторичное
1	2	3	4	5
Уставка срабатывания 1 ступени МТЗ (токовая отсечка)	А	0,01 – 50000	11000	125
Уставка срабатывания 2 ступени МТЗ	А	0,01 – 20000	1150	14,4
Уставка срабатывания 3 ступени МТЗ	А	0,01 – 20000	-	-
Выдержка времени 1 ступени МТЗ	с	0,00 – 60000,00	0,05	

1	2	3	4	
Выдержка времени 2 ступени МТЗ	с	0,00 – 60000,00	0,5	
Выдержка времени 3 ступени МТЗ	с	0,00 – 60000,00	-	
Режим работы 1 ступени МТЗ	-	-	введена постоянно	
Режим работы 2 ступени МТЗ	-	-	введена постоянно	
Режим работы 3 ступени МТЗ	-	-	выведена	
Уставка срабатывания защиты от ОЗЗ	А	0,01 – 1000	33	0,41
Выдержка времени защиты от ОЗЗ	с	0,05 – 1,0	0,5	

Таблица 29 – Бланк уставок для терминала защит Ф-2 Южная

Параметр	Единица измерения	Диапазон	Значение первичное	Значение вторичное
1	2	3	4	5
Уставка срабатывания 1 ступени МТЗ (токовая отсечка)	А	0,01 – 50000	14300	179
Уставка срабатывания 2 ступени МТЗ	А	0,01 – 20000	1500	18,8
Уставка срабатывания 3 ступени МТЗ	А	0,01 – 20000	-	-
Выдержка времени 1 ступени МТЗ	с	0,00 – 60000,00	0,05	
Выдержка времени 2 ступени МТЗ	с	0,00 – 60000,00	0,5	
Выдержка времени 3 ступени МТЗ	с	0,00 – 60000,00	-	
Режим работы 1 ступени МТЗ	-	-	введена постоянно	

1	2	3	4	
Режим работы 2 ступени МТЗ	-	-	введена постоянно	
Режим работы 3 ступени МТЗ	-	-	выведена	
Уставка срабатывания защиты от ОЗЗ	А	0,01 – 1000	40	0,5
Выдержка времени защиты от ОЗЗ	с	0,05 – 1,0	0,5	

Таблица 30 – Бланк уставок для терминала защит Ф-1 Заб.ж/д

Параметр	Единица измерения	Диапазон	Значение первичное	Значение вторичное
1	2	3	4	5
Уставка срабатывания 1 ступени МТЗ (токовая отсечка)	А	0,01 – 50000	12000	150
Уставка срабатывания 2 ступени МТЗ	А	0,01 – 20000	1400	23,8
Уставка срабатывания 3 ступени МТЗ	А	0,01 – 20000	-	-
Выдержка времени 1 ступени МТЗ	с	0,00 – 60000,00	0,05	
Выдержка времени 2 ступени МТЗ	с	0,00 – 60000,00	0,5	
Выдержка времени 3 ступени МТЗ	с	0,00 – 60000,00	-	
Режим работы 1 ступени МТЗ	-	-	введена постоянно	
Режим работы 2 ступени МТЗ	-	-	введена постоянно	
Режим работы 3 ступени МТЗ	-	-	выведена	
Уставка срабатывания защиты от ОЗЗ	А	0,01 – 1000	51	0,64

1	2	3	4
Выдержка времени защиты от ОЗЗ	с	0,05 – 1,0	0,5

#### 4.2.2 Расчет уставок защит вводов 10 кВ трансформаторов

Для вводных выключателей 10 кВ применяется:

- от однофазных замыканий на землю – устройство контроля изоляции с пуском на сигнал;
- от междуфазных коротких замыканий – двухступенчатая МТЗ.

МТЗ ввода НН силового трансформатора осуществляет ближнее резервирование МТЗ отходящих присоединений и должна быть согласована с защитами предыдущего участка. Согласование выполняется по формуле:

$$I_{МТЗ} = k_c \cdot k_{ток} \cdot I_{МТЗ.пред} \quad (63)$$

где  $k_c$  – коэффициент согласования – 1,2;

$k_{ток}$  – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в месте установки защиты к току в защите, с которой производится согласование при КЗ в конце зоны резервирования. При единственном источнике питания принимается равным 1.

$I_{МТЗ.пред}$  – первичный ток срабатывания защиты, с которой производится согласование.

Согласование с 1 ступенью МТЗ Ф-16:

$$I_{МТЗ} = 1,2 \cdot 1 \cdot 12700 = 15240 \text{ A}$$

Согласование с 1 ступенью МТЗ Ф-15:

$$I_{MTЗ} = 1,2 \cdot 1 \cdot 10000 = 12000 \text{ A}$$

Согласование с 1 ступенью МТЗ Ф-10:

$$I_{MTЗ} = 1,2 \cdot 1 \cdot 4800 = 5760 \text{ A}$$

Согласование с 1 ступенью МТЗ Ф-7:

$$I_{MTЗ} = 1,2 \cdot 1 \cdot 7300 = 8760 \text{ A}$$

Согласование с 1 ступенью МТЗ Ф-4:

$$I_{MTЗ} = 1,2 \cdot 1 \cdot 11000 = 13200 \text{ A}$$

Согласование с 1 ступенью МТЗ Ф-2:

$$I_{MTЗ} = 1,2 \cdot 1 \cdot 14300 = 17160 \text{ A}$$

Согласование с 1 ступенью МТЗ Ф-1:

$$I_{MTЗ} = 1,2 \cdot 1 \cdot 12000 = 14400 \text{ A}$$

Из полученных значений выбираем наибольшее – 17160 А. Проверяем чувствительность. Нормативный коэффициент чувствительности, согласно ПУЭ, при использовании токовой защиты в качестве резервной – 1,2:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{MTЗ}} = \frac{2900}{17160} = 0,2 \leq 1,2$$

Защита нечувствительна. Аналогично производим согласование со 2 степенями защит предыдущего участка.

Согласование со 2 степенью МТЗ Ф-16:

$$I_{MTЗ} = 1,2 \cdot 1 \cdot 1300 = 1560 \text{ A}$$

Согласование со 2 степенью МТЗ Ф-15:

$$I_{MTЗ} = 1,2 \cdot 1 \cdot 1000 = 1200 \text{ A}$$

Согласование со 2 степенью МТЗ Ф-10:

$$I_{MTЗ} = 1,2 \cdot 1 \cdot 1600 = 1900 \text{ A}$$

Согласование со 2 степенью МТЗ Ф-7:

$$I_{MTЗ} = 1,2 \cdot 1 \cdot 1300 = 1560 \text{ A}$$

Согласование со 2 степенью МТЗ Ф-4:

$$I_{MTЗ} = 1,2 \cdot 1 \cdot 1150 = 1380 \text{ A}$$

Согласование со 2 степенью МТЗ Ф-2:

$$I_{MTЗ} = 1,2 \cdot 1 \cdot 1500 = 1800 \text{ A}$$

Согласование со 2 степенью МТЗ Ф-1:

$$I_{MTЗ} = 1,2 \cdot 1 \cdot 1400 = 1680 \text{ A}$$

Из полученных значений выбираем наибольшее – 1900 А. Проверяем чувствительность.

$$k_q = \frac{I_{кз.мин}}{I_{МТЗ}} = \frac{2900}{1900} = 1,53 \geq 1,2$$

Защита чувствительна. Выдержка времени МТЗ согласуется со 2 ступенью МТЗ предыдущего элемента, которая была рассчитана ранее (0,5 с).

$$t_{МТЗ} = t_{пред} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1,0 \text{ с}$$

Далее, для заполнения бланка уставок требуется выполнить расчет МТЗ ВН силового трансформатора.

#### 4.2.3 Расчет уставок защит вводов 35 кВ трансформаторов

На стороне ВН силового трансформатора установлены следующие защиты:

- от однофазных замыканий на землю – устройство контроля изоляции с пуском на сигнал;
- от междуфазных коротких замыканий – двухступенчатая МТЗ, состоящая из токовой отсечки и ступени МТЗ.

Уставку срабатывания МТО ВН выбирают так, чтобы обеспечить отстройку от:

- броска тока намагничивания трансформатора;
- максимального тока внешнего КЗ на стороне НН.

Для отстройки от БТН уставку срабатывания вычисляют по формуле:

$$I_{мто.ВН} = k_{БТН} \cdot I_{ном.транс} \tag{64}$$

где  $k_{БТН}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока относительно



номинального тока трансформатора при БТН в зависимости от типа и мощности защищаемого трансформатора (4-7);

$I_{ном.транс}$  – номинальный ток силового трансформатора (рассчитан ранее в главе 2).

$$I_{мто.ВН} = 7 \cdot 165 = 1155 \text{ A}$$

Для отстройки от максимального тока внешнего КЗ уставку срабатывания вычисляют по формуле:

$$I_{мто.ВН} = k_{отс} \cdot k_a \cdot I_{КЗ.внеш} \quad (65)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки – 1,1;

$k_a$  – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности при наличии апериодической составляющей в токе КЗ;

$I_{КЗ.внеш}$  – максимальное первичное значение тока на стороне ВН при внешнем трехфазном КЗ на шинах НН в режиме с наибольшим значением этого тока.

$$I_{мто.ВН} = 1,1 \cdot 1,2 \cdot 6200 = 8200 \text{ A}$$

Из полученных значений выбираем наибольшее значение – 8200 А.

Токовая отсечка стороны ВН силового трансформатора защищает только часть обмотки, потому работает с минимальной выдержкой времени. Принимаем уставку, достаточную для пуска РАСП и приборов ОМП – 0,05 с.

Ток срабатывания 2 ступени МТЗ ВН определяется из условий:

- возврата токовых реле при максимальной нагрузке;
- согласования с защитой предыдущего участка.

Выполним расчет по условию 1:

$$I_{MT3} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зап}}{k_B} \cdot I_{p.max} \quad (66)$$

где  $k_{над}$  – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам.зап}$  – коэффициент самозапуска, можно принять равным 1,5;

$k_B$  – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,95;

$I_{p.max}$  – максимальный рабочий ток трансформатора.

$$I_{MT3.BH} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 165 = 313 \text{ A}$$

Выполним расчет по условию 2. Согласование с МТЗ предыдущего участка (МТЗ НН):

$$I_{MT3} = k_c \cdot k_{ток} \cdot I_{MT3.пред}^* \quad (67)$$

где  $I_{MT3.пред}^*$  – первичный ток срабатывания защиты, с которой производится согласование, приведенный к стороне установки рассматриваемой защиты.

$$I_{MT3} = 1,2 \cdot 1 \cdot 543 = 650 \text{ A}$$

Из полученных значений выбираем наибольшее значение – 650 А. Выполним проверку чувствительности. Для резервной защиты нормативный коэффициент чувствительности, согласно ПУЭ – 1,2.

$$k_{\chi} = \frac{I_{кз.мин}}{I_{MT3}} = \frac{828}{650} = 1,3 \geq 1,2$$

Защита чувствительна. Выдержка времени МТЗ согласуется со ступенью МТЗ предыдущего элемента, которая была рассчитана ранее – МТЗ НН (1,0 с).

$$t_{MTЗ} = t_{пред} + \Delta t = 1,0 + 0,5 = 1,5 \text{ с}$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки трансформатора:

$$I_{сз.п} = \frac{k_{отс}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{ном} \quad (68)$$

$$I_{сз.п} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 165 = 191 \text{ А}$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05 – 1,1;

$I_{ном}$  – номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита;

Бланк уставок для резервных защит силового трансформатора представлен в таблице 31.

Таблица 31 – Бланк уставок для резервных защит силового трансформатора

Параметр	Единица измерения	Диапазон	Значение первичное	Значение вторичное
1	2	3	4	5
Уставка срабатывания 1 ступени МТЗ ВН	А	0,01 – 50000	8200	54,7
Уставка срабатывания 2 ступени МТЗ ВН	А	0,01 – 25000	650	4,3
Уставка срабатывания 1 ступени МТЗ НН	А	0,01 – 25000	1900	23,8

Продолжение таблицы 31

1	2	3	4	5
Уставка срабатывания 2 ступени МТЗ НН	A	0,01 – 25000	-	-
Выдержка времени 1 ступени МТЗ ВН	c	0,00 – 60000,00	0,05	
Выдержка времени 2 ступени МТЗ ВН	c	0,00 – 60000,00	1,5	
Выдержка времени 1 ступени МТЗ НН	c	0,00 – 60000,00	1,0	
Выдержка времени 2 ступени МТЗ НН	c	0,00 – 60000,00	-	
Режим работы 1 ступени МТЗ ВН	-	-	Введена постоянно	
Режим работы 2 ступени МТЗ ВН	-	-	Введена постоянно	
Режим работы 1 ступени МТЗ НН	-	-	Введена постоянно	
Режим работы 2 ступени МТЗ НН	-	-	Выведена	
Контроль напряжения нулевой последовательности			Предусмотрен	
Контроль тока нулевой последовательности			Не предусмотрен	
Уставка срабатывания ступени защиты от перегрузки	A	0,01 – 25000	191	3,82
Выдержка времени срабатывания ступени защиты от перегрузки	c	0,00 – 60000,00	10	

#### 4.2.4 Расчет ДЗТ

Расчет ДЗТ для выбранного типа терминала ведется в относительных единицах. Принимаем базисное значение тока – 1000 А.

Трансформаторы тока по всем сторонам собраны в звезду. Расчет коэффициентов трансформации трансформаторов тока приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Расчёт коэффициентов трансформации трансформаторов тока

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		35 кВ	10 кВ
1	2	3	4
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{СР.НОМ}}$	165	554
Коэффициент трансформации трансформатора тока	$K_I$	250/5	750/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{НОМ,в} = 1,05 \cdot \frac{I_{НОМ}}{K_I}$	3,46	3,88
Размах РПН, %	-	16	

Дифференциальная отсечка.

Уставка должна выбираться из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора;
- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчётного внешнего КЗ.

Отстройка от броска тока намагничивания силового трансформатора.

При включении силового трансформатора со стороны высшего напряжения отношение амплитуды броска тока намагничивания к амплитуде номинального тока защищаемого трансформатора не превышает 5. Это соответствует отношению амплитуды броска тока намагничивания к действующей

щему значению номинального тока первой гармоники, равному  $5\sqrt{2} = 7$ . Отсечка реагирует на мгновенное значение дифференциального тока и на первую гармонику этого же тока. Уставка по мгновенному значению равна  $2.5I_{\text{диф}} / I_{\text{НОМ}}$ .

Минимально возможная уставка по первой гармонике  $I_{\text{диф}} / I_{\text{НОМ}} = 4$ , что соответствует  $2.5 \times 4 = 10$  по отношению амплитуды к действующему значению или  $10 / \sqrt{2} = 7$  по отношению амплитуд. Сравнение полученных значений свидетельствует об отстроенности отсечки по мгновенным значениям от возможных бросков тока намагничивания. Расчёты показывают, что действующее значение первой гармоники броска тока намагничивания не превышает 0,35 от амплитуды броска. Если амплитуда равна 7 действующим значениям номинального тока, то действующее значение первой гармоники равно  $7 \times 0.35 = 2.46$ . Следовательно, даже при минимальной уставке в  $4I_{\text{НОМ}}$  отсечка отстроена от бросков тока намагничивания и при реагировании на первую гармонику дифференциального тока.

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

Уставка выбирается по условию:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{НОМ}}} \geq k_{\text{отс}} k_{\text{НБ}} I_{\text{КЗвнешМАХ*}} \quad (69)$$

где  $k_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$k_{\text{НБ}}$  – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, если на стороне ВН и НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать  $k_{\text{НБ}} = 0,7$ ;

$I_{\text{КЗвнешМАХ*}}$  – отношение тока внешнего расчётного КЗ к номинальному току трансформатора.

$$\frac{I_{диф}}{I_{НОМ}} \geq k_{ОТС} k_{НБ} I_{КЗвнешМАХ*} = 1,2 \cdot 0,7 \frac{6200}{1000} = 5,2.$$

Дифференциальная защита.

Тормозная характеристика защиты приведена на рисунке 9. Она построена в относительных единицах, т.е. токи приведены к базисному значению. Подробный расчет и построение характеристики описано в приложении В.

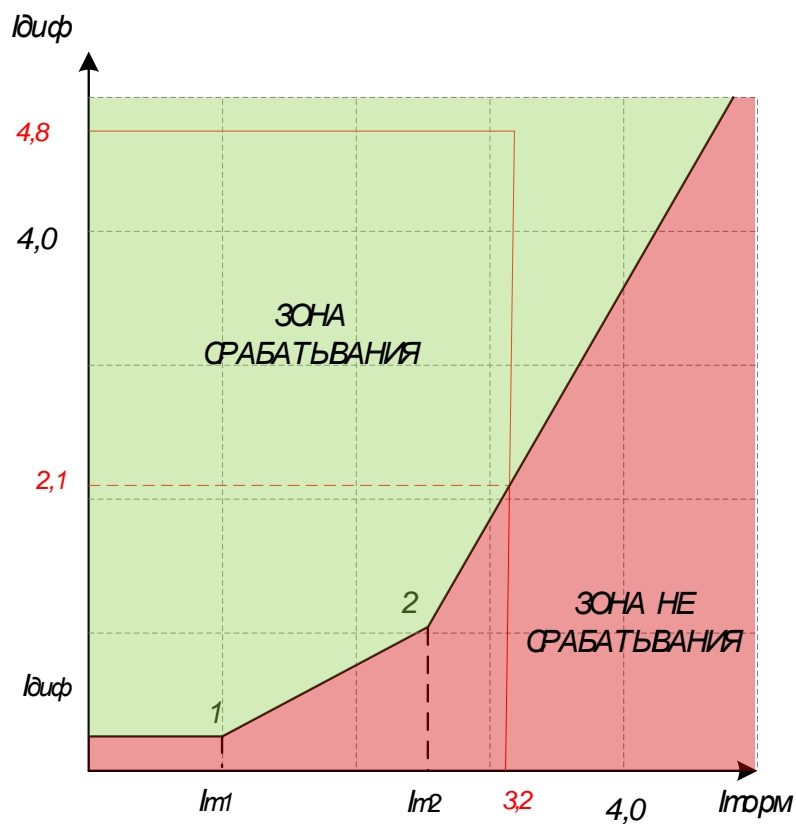


Рисунок 9 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты

Базовая уставка  $I_{д1}/I_{НОМ}$  определяет чувствительность работы ступени.

Рекомендуется принимать равной 0,3-0,5.

Принимаем базовую уставку  $I_{д1}/I_{НОМ} = 0,5$ .

Расчётный ток небаланса определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = (k_{\text{ПЕР}} k_{\text{ОДН}} \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ДОБ}}) I_{\text{СКВ}}, \quad (70)$$

где  $k_{\text{ПЕР}}$  – коэффициент, учитывающий переходный режим, равен 2,5 – когда доля двигательной нагрузки в общей нагрузки трансформатора более 50%, 2 – если доля двигательной нагрузки менее 50%;

$k_{\text{ОДН}}$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{\text{РПН}}$  – относительное значение пределов РПН;

$\Delta f_{\text{ДОБ}}$  – обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства, принимается равным 0,04;

$I_{\text{СКВ}}$  – сквозной ток.

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) I_{\text{СКВ}} = 0,34 I_{\text{СКВ}}.$$

Дифференциальный ток определяется следующим образом:

$$I_{\text{ДИФ}} = k_{\text{ОТС}} I_{\text{НБ.РАСЧ}}, \quad (71)$$

где  $k_{\text{ОТС}}$  – коэффициент отстройки, принимаем равным 1,3.

$$I_{\text{ДИФ}} = 1,3 \cdot 0,34 I_{\text{СКВ}} = 0,442 I_{\text{СКВ}},$$

Коэффициент снижения тормозного тока:



$$k_{CH.T} = \frac{I_{ТОРМ}}{I_{СКВ}} = 1 - 0,5(k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) \quad (72)$$

$$k_{CH.T} = 1 - 0,5(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) = 0,83.$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$k_{ТОРМ} = 100 \frac{I_{ДИФ}}{I_{ТОРМ}} = 100 k_{ОТС} (k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) / k_{CH.T} \quad (73)$$

$$k_{ТОРМ} = 100 \cdot 1,3(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,04) / 0,8 = 53,3.$$

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически и равна:

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{\partial 1}}{I_{НОМ}} \frac{100}{k_{ТОРМ}} \quad (74)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = 0,5 \frac{100}{53,3} = 0,939,$$

Принимаем – 1,0.

Уставка блокировки от второй гармоники  $I_{\partial 2} / I_{\partial 1}$  рекомендуется на уровне 12-15%.

$$I_{\partial 2} / I_{\partial 1} = 0,15.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}} = 2,25 > \frac{I_{m1}}{I_{НОМ}}.$$

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ( $I_{o1}/I_{НОМ}$ ), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Принимаем следующие начения уставок:

$$I_{o1}/I_{НОМ} = 0,1;$$

$$T=10 \text{ с.}$$

Таблица 33 – Бланк уставок ДЗТ

Параметр	Единица измерения	Диапазон	Значение первичное	Значение вторичное
1	2	3	4	5
Базисный ток	А	1 – 9000	1000	
Уставка срабатывания дифференциальной отсечки	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	5200	5,2
Уставка срабатывания дифференциальной защиты	А/о.е.	0,01 – 9000 0 – 10	500	0,5
Коэффициент торможения	%	0 – 90	53	
Первая точка излома характеристики	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	1000	1,0
Вторая точка излома характеристики	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	2250	2,25
Уставка блокировки от 2 гармоник	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	150	0,15
Ток срабатывания сигнализации небаланса в плечах защиты	А/о.е.	0,1 – 450000 0 – 50	100	0,1

1	2	3	4
Выдержка времени срабатывания сигнализации небаланса в плечах защиты	с	0 – 600	10
Выдержка времени срабатывания дифференциальной отсечки	с	0 – 10	0
Выдержка времени срабатывания дифференциальной защиты	с	0 – 10	0

#### 4.2.5 Описание газовой защиты трансформаторов

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла или возникновении ускоренного потока масла из бака трансформатора в расширитель, должна быть предусмотрена для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более.

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. В некоторых случаях опасных внутренних повреждений трансформаторов («пожар стали» межвитковых замыканий и т.п.) действует только газовая защита, а электрические защиты трансформатора не работают из-за недостаточной чувствительности.

При бурном газообразовании и резких толчках масла возможен отскок контактов газового реле после срабатывания, поэтому газовое реле должно действовать на отключение через промежуточное реле по схеме с самоудержанием.

Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле, сопровождающихся возникновением ускоренного потока масла из бака контактора в расширитель, следует предусматривать отдельное газовое (струйное) реле.

После срабатывания струйных реле защиты контактора (URF-25/10, RS-1000, РСТ-25) следует производить их возврат медленным нажатием на

кнопку, расположенную под крышкой в верхней части реле («контроля-возврата» у реле URF-25/10 и «Включено» у реле RS-1000) Целесообразно обратить внимание оперативного персонала на то, что возврат реле URF-25/10 выполняется нажатием кнопки только на половину ее хода и что через смотровое стекло следует убедиться, что после возврата груз располагается горизонтально. Возврат реле РСТ-25 производится нажатием до упора на кнопку контроля, предварительно переведенную в положение возврата в соответствии с надписью на крышке коробки зажимов. Газовое реле не имеет устройства возврата, но имеет кнопку опробования работы контактов на сигнал и отключение (BF-80/Q, PGT-80/50). Струйное реле не срабатывает на появление газа в реле т.к. небольшое количество горючего газа, выделяющегося из масла в процесс работы контактора, является нормальным явлением.

Перевод отключающего элемента газовой защиты с действием на сигнал должен производиться в следующих случаях:

- на время проверки защиты;
- при неисправности защиты;
- при работах в масляной системе трансформатора, в том числе и при доливке масла;
- при временных взрывных работах вблизи места установки трансформатора;
- при выводе в ремонт трансформатора с сохранением в работе его выключателей.

### **4.3 Расчет параметров сетевой автоматики**

#### **4.3.1 АПВ отходящих присоединений**

Согласно с ПУЭ [8] Должно предусматриваться автоматическое повторное включение воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линий всех типов напряжением выше 1 кВ. Отказ от применения АПВ должен быть в каждом отдельном случае обоснован.

Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы они не действовали при:

1) отключении выключателя персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;

2) автоматическом отключении от релейной защиты непосредственно после включения персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;

3) отключении выключателя защитой от внутренних повреждений трансформаторов и вращающихся машин, устройствами противоаварийной автоматики, а также в других случаях отключений выключателя, когда действие АПВ недопустимо. Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы была исключена возможность многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства. Устройства АПВ должны выполняться с автоматическим возвратом. [8]

Рассмотрим однократное трехфазное АПВ. При повреждении линию следует отключить, что необходимо для деионизации воздушного промежутка в месте КЗ. Выдержка времени на срабатывание:

$$t_{АПВ-1} \geq t_{г.н.} + t_{зан.}; \quad (75)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{д.с.} - t_{вкл.Q} + t_{зан.}; \quad (76)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{защ.2.мах} - t_{защ.1.мин} + t_{откл.Q2} - t_{откл.Q1} - t_{вкл.Qi} + t_{д.с} + t_{зан.}; \quad (77)$$

где  $t_{г.н.}$  – время готовности привода, равное 0,5 с;

$t_{д.с.}$  – время деионизации среды в месте КЗ, равное 0,3 с;

$t_{вкл.Q}$  – время включения выключателя, равное 0,05 с;

$t_{гот.Q}$  – время готовности выключателя, равное 20 с;

$t_{в.защ.}$  – время возврата релейной защиты, установленной со стороны источника питания, равное 0,8 с;

$t_{зан.}$  – время запыа, равное 0,5 с;

$t_{PЗмакс}$  – максимальная выдержка времени релейной защиты после включения выключателя на устойчивое КЗ, равное 2,5 с;

$t_{откл.Q}$  – время отключения выключателя, принимается равным 0,8 с;

$t_{паузы1}$  – время, допустимое по условиям работы выключателей, принимаемое равным 15 с.

Таким образом, можно записать выражения:

$$t_{АПВ-1} \geq 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с};$$

$$t_{АПВ-1} \geq 0,3 - 0,8 + 0,5 = 0 \text{ с};$$

$$t_{АПВ-1} \geq 3,5 - 0,05 + 0,06 - 0,06 - 0,8 + 0,3 + 0,5 = 3,5 \text{ с};$$

Окончательно принимаем:

$$t_{АПВ-1} = 3,5 \text{ с}$$

#### 4.3.2 АВР 10 кВ

Устройства АВР должны предусматриваться для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, приводящем к обесточению электроустановок потребителя. Устройства АВР должны предусматриваться также для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящем к нарушению

нормального технологического процесса.

Устройства АВР также рекомендуется предусматривать, если при их применении возможно упрощение релейной защиты, снижение токов КЗ и удешевление аппаратуры за счет замены кольцевых сетей радиально-секционированными и т. п.

Устройства АВР могут устанавливаться на трансформаторах, линиях, секционных и шиносоединительных выключателях, электродвигателях и т. п.

Устройство АВР, как правило, должно обеспечивать возможность его действия при исчезновении напряжения на шинах питаемого элемента, вызванном любой причиной, в том числе КЗ на этих шинах.

Устройство АВР при отключении выключателя рабочего источника питания должно включать, как правило, без дополнительной выдержки времени, выключатель резервного источника питания. При этом должна быть обеспечена однократность действия устройства.

В практических расчётах обычно принимается условие:

$$U_{c.p.l} = (0,25 \div 0,4) \cdot U_{ном} \quad (78)$$

$$U_{c.p.l} = 0,3 \cdot 10 = 3 \text{ кВ}$$

Выдержка времени пускового органа должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, повреждение в зоне действия которых может привести к пуску АВР.

$$t_{1AKQ} = t'_{pz.макс} + \Delta t, \quad (79)$$

$$t_{1AKQ} = t''_{pz.макс} + \Delta t, \quad (80)$$

где  $t_{p.z.макс}^{\wedge}$  – максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин высшего напряжения;

$t_{p.z.макс}^{\wedge\wedge}$  – максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин низшего напряжения;

$\Delta t$  – ступень селективности, равная 0,675.

$$t_{1AKQ} = 3,5 + 0,5 = 4,0 \text{ с};$$

$$t_{1AKQ} = 1,1 + 0,5 = 1,6 \text{ с}.$$

Уставка реле контроля напряжения на резервном источнике питания:

$$U_{cp2} \geq \frac{U_{мин.раб}}{k_n \cdot k_v}, \quad (8)$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности ( $k_n = 1,1 \div 1,2$ );

$U_{мин.раб.}$  – минимальное рабочее напряжение;

$$U_{cp2} \geq \frac{0,8 \cdot 10}{1,25 \cdot 1,25} = 5,3 \text{ кВ}.$$

Выдержка времени реле однократного включения:

$$t_{РОВ} = t_{вкл.Q} + t_{зап.}, \quad (82)$$

где  $t_{зап.} = 0,5 \text{ с}$  – время запаса;

$t_{вкл.Q}$  – время включения резервного выключателя, равное 0,8 с.

$$t_{РОВ} = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ с}.$$



Окончательно:

$$U_{cp} = 5,3 \text{ кВ}$$

$$t_{cp} = 4 \text{ с}$$

#### 4.3.3 УРОВ 10 кВ

Устройство входит в состав всех современных микропроцессорных терминалов, или выполняется отдельным для электромеханических защит. Его задача: выдать сигнал в случае отказа, который направляется в схему РЗА вышестоящего присоединения.

Следует учесть, что в цепях отключения вводных и секционных выключателей при этом собираются воедино сигналы отключения от УРОВ от всех присоединений питаемой ими секции.

Для того, чтобы сформировался сигнал УРОВ, необходимо совпадение следующих событий:

- срабатывание релейной защиты присоединения;
- продолжение аварийного процесса после формирования команды на отключение собственного выключателя, либо отсутствие сигнала о том, что выключатель отключился.

Расчет уставки тока срабатывания:

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot I_{ном} \tag{83}$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент, равный 0,1 – 0,2;

$I_{ном}$  – номинальный ток присоединения, принимаемый равным первичному току трансформатора тока ввода.

$$I_{сз} = 0,15 \cdot 554 = 83 \text{ А}$$

Расчет уставки времени срабатывания УРОВ:

$$t_1 = t_{откл.Q} + t_{возв} + t_{зан} + t_{погр} \quad (84)$$

где  $t_{откл.Q}$  – время отключения выключателя (0,06 с);

$t_{возв}$  – время возврата схемы (0,01 с);

$t_{зан}$  – время запаса (0,1 с)

$t_{погр}$  – погрешность схемы выдержки времени схемы УРОВ (0,025 с).

$$t_1 = 0,06 + 0,01 + 0,1 + 0,025 = 0,195 \text{ с}$$

Окончательно принимаем рекомендованное производителем значение:

$$t_1 = 0,25 \text{ с}$$

Выдержку времени УРОВ «на себя» принимаем по рекомендации производителя:

$$t_2 = 0,1 \text{ с}$$

Таблица 34 – Бланк уставок сетевой автоматики выключателя ввода 10 кВ силового трансформатора

Параметр	Единица измерения	Диапазон	Значение первичное	Значение вторичное
1	2	3	4	5
Выдержка времени срабатывания однократного ТАПВ	с	0 – 600	3,5	
Выдержка времени срабатывания двукратного ТАПВ	с	0 – 600	-	

Продолжение таблицы 34

1	2	3	4	
Режим работы однократного ТАПВ	-	-	Оперативный ввод/вывод	
Двукратное АПВ	-	-	Выведено	
Напряжение срабатывания реле контроля напряжения АВР	кВ/В		5,3	0,018
Выдержка времени срабатывания реле контроля напряжения АВР	С	0 – 600	4	
Ток срабатывания УРОВ	А	0,1 – 5000,0 0 – 5	83	0,55
Выдержка времени работы УРОВ	с	0 – 600	0,25	
Выдержка времени работы УРОВ «на себя»	с	0 – 600	0,1	

## 5 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

В данной главе необходимо выполнить количественную и качественную оценку молниезащиты и заземляющего устройства, вновь проектируемых объектов на ПС 35 кВ Базовая. Основное оборудование подстанций располагается в комплектных распределительных устройствах. На открытой части подстанции находятся:

- гибкая ошиновка;
- силовые трансформаторы;
- линейные порталы.

Таким образом, грозоупорность объекта следует оценивать на уровне земли, ввода силового трансформатора и линейного портала.

Защита электрооборудования всех классов напряжения от набегающих волн атмосферных и коммутационных перенапряжений производится ОПН.

Контрольные кабели частично проложены по кабельным конструкциям в металлических коробах, частично в наземных ж/б лотках.

Цепи управления и сигнализации выполнены экранированным кабелем с двухсторонним заземлением экрана.

На подстанции применяется микропроцессорная аппаратура РЗА, АСУ и связи. Аппаратура связи и ЗРП установлена частично в ОПУ и КРУН 10 кВ.

### **5.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет**

В соответствии с требованиями нормативно-технической документации [16] в качестве материала заземлителя применён стальной горячеоцинкованный прокат. Заземляющее устройство подстанции представляет собой сетку из полосовой оцинкованной стали сечением 40х4 мм, проложенную на глубину 0,7 м в пределах ограждения подстанции и на глубину 1 м за территорией подстанции, а также 41 вертикальных оцинкованных стальных заземлителей диаметром 18 мм длиной 5 м.

Определяющей величиной при проектировании системы заземления является допустимое сопротивление растеканию. В электроустановках

напряжением выше 1000 В сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года должно быть не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей [19].

Определение величины стационарного сопротивления заземления контура ОРУ.

Удельное эквивалентное сопротивление грунта с учетом коэффициента сезонности.

$K_c = 1,4$  – для расчета грозозащиты при средней влажности грунта.

$$\rho_3 = \rho_{изм} K_c \quad (85)$$

$$\rho_3 = 140 \cdot 1,4 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

В целях улучшения растекания тока, заземлители закладываются в грунт на глубину 0,5 – 0,7 м (для вертикальных заземлителей это глубина закладки верхней кромки), т.к. на глубине грунт в меньшей степени подвержен высыханию в жаркие летние месяцы года.

Выбираем заземлитель опоры в виде двух горизонтальных лучей и трех вертикальных электродов длиной 5 м и диаметром 20 мм.

Сопротивление горизонтальных электродов

$$R_r = \left( \frac{\rho_3}{\pi \cdot l} \right) \left( \ln \left( \frac{1,5l}{h_3 d} \right) \right) \quad (86)$$

$$R_r = \left( \frac{140}{3,14 \cdot 5} \right) \left( \ln \frac{1,5 \cdot 5}{\sqrt{0,7 \cdot 0,02}} \right) = 37 \text{ Ом}.$$

Сопротивление вертикальных электродов

$$R_B = \frac{\rho_3}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4l(2h_3 + l)}{d(4h_3 + l)} \quad (87)$$

$$R_B = \frac{140}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \ln \frac{4 \cdot 5(2 \cdot 0,7 + 5)}{0,02(4 \cdot 0,7 + 5)} = 30 \text{ Ом.}$$

Сопротивление n-лучевого заземлителя с вертикальными электродами рассчитывается по формуле:

$$R_M = \frac{R_B R_\Gamma}{n_B R_\Gamma + n_\Gamma R_B} \quad (88)$$

$$R_M = \frac{37 \cdot 30}{3 \cdot 37 + 2 \cdot 30} = 6,5 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем контур сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования минимум на 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя). Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана (см. графическую часть).

$$A = 107,8 \text{ м; } B = 111,1 \text{ м.}$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5)(B + 2 \cdot 1,5) \quad (89)$$

$$S = (50 + 2 \cdot 1,5)(50 + 2 \cdot 1,5) = 2809 \text{ м}^2$$

Принимаем нормативное расстояние между полосами сетки, равное 5 м. Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_r = (A + 2 \cdot 1,5) \left( \frac{B + 2 \cdot 1,5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1,5) \left( \frac{A + 2 \cdot 1,5}{a} \right) \quad (90)$$

$$L_r = (50 + 2 \cdot 1,5) \left( \frac{50 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) + (50 + 2 \cdot 1,5) \left( \frac{50 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) = 1124 \text{ м}$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S}$ .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (91)$$

$$m = \frac{1124}{2 \cdot \sqrt{2809}} = 10,6.$$

Принимаем  $m=11$ .

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2\sqrt{S} (m+1) \quad (92)$$

$$L = 2\sqrt{2809} (11+1) = 1272 \text{ м}$$

Определяем количество вертикальных электродов

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{a} \quad (93)$$

$$n_B = \frac{4\sqrt{2809}}{5} = 42.$$

При достаточной густоте сетки, что характерно для современных подстанций,  $R$  практически не зависит от диаметра и глубины укладки электродов и подсчитывается по эмпирической формуле:

$$R_{ПС} = \rho_s \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B l_B} \right) \quad (94)$$

где  $L$  – длина горизонтальных электродов;

$A$  – коэффициент подобия, принимается по справочным данным [17]

и зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0.094, \text{ принимаем } A=0,15.$$

$$R_{ПС} = 140 \left( \frac{0,15}{\sqrt{2809}} + \frac{1}{1124 + 42 \cdot 5} \right) = 0,491 \text{ Ом}$$

Контур заземлителя сетки, расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя). Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана (см. графическую часть).

Стационарное сопротивление заземления подстанции:

$$R_{стат} = \frac{R_{ест} \cdot R_{иск}}{R_{ест} + R_{иск}} \quad (95)$$

$$R_{стат} = \frac{6.5 \cdot 0,491}{6.5 + 0,491} = 0,456 < 0,5 \text{ Ом.}$$



Далее определим импульсное сопротивление заземляющего контура во время грозового сезона. Для этого следует определить импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_s + 320) \cdot (I_m + 45)}} \quad (96)$$

где  $I_m = 55$  А – среднестатистическое значение тока молнии

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2809}}{(140 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,315,$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{стат} \quad (97)$$

$$R_u = 1,315 \cdot 0,456 = 0,6 \text{ Ом}$$

## 5.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Расчёт зоны защиты молниеотводов.

Размеры открытой части рассматриваемого распределительного устройства ПС 35 кВ Базовая – 50x50 м. Территория распределительного устройства подстанции защищается от прямых ударов молнии двумя отдельно стоящими стержневыми молниеотводами, установленными на базе мачтовых опор ПМ-20, высотой 20,1 м и двумя молниеприёмниками, установленными на линейных порталах, высотой 16,3 м.

Покажем расчет зон защиты молниеотводом на примере молниеотвода М01 и М04. Подробный расчет представлен в приложении Г, масштабное

отображение расчетных значений показано в графической части выпускной квалификационной работы.

Высота молниеотводов:

$$h_1 = 16,3 \text{ м,}$$

$$h_4 = 20,1 \text{ м,}$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{14} = 28 \text{ м,}$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эфи}} = 0.85h_i \quad (98)$$

$$h_{\text{эфи}} = 0.85h_1 = 0,85 \cdot 16,3 = 13,86 \text{ м;}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0i} = (1.1 - 0.002h_i)h_i \quad (99)$$

$$r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot 16,3)16,3 = 17,4 \text{ м.}$$

Далее покажем расчет зоны защиты молниеотвода М01 на уровне ввода трансформатора. Высота защищаемого объекта:  $h_x=4,9$  м. Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{xi} = r_{0i} \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}i}} \right) \quad (100)$$

$$r_{x1} = 17,4 \left( 1 - \frac{4,9}{13,86} \right) = 11,25 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между M01 и M04:

$$h_{\text{cxij}'} = h_{\text{эф}i} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_i)(L_{ij} - h_i) \quad (101)$$

$$h_{\text{cxij}''} = h_{\text{эф}j} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_j)(L_{ij} - h_j) \quad (102)$$

$$h_{\text{cxij}} = \frac{h_{\text{cxij}'} + h_{\text{cxij}''}}{2} \quad (103)$$

$$h_{\text{cx12}'} = 13,86 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 16,3)(28 - 16,3) = 11,81 \text{ м};$$

$$h_{\text{cx12}''} = 17,1 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20,1)(28 - 20,1) = 15,7 \text{ м};$$

$$h_{\text{cx12}} = \frac{11,81 + 15,7}{2} = 13,75 \text{ м};$$

Остальные параметры, как было отмечено, рассчитаны в Приложении Г. Сведем результаты расчета в таблицу 35.

Таблица 35 – Результаты расчета зон молниезащиты

Параметр	Значение				
	1	2	3	4	5
Молниеотвод	M01	M02	M03	M04	
Высота, м	16,3	16,3	20,1	20,1	
Эффективная высота, м	13,86	13,86	17,1	17,1	

1	2	3	4	5
Радиус зоны защиты на уровне земли, м	17,4	17,4	21,3	21,3
Радиус зоны защиты на уровне защищаемого трансформатора, м	11,25	11,25	15,2	15,2
Радиус зоны защиты на уровне линейного портала, м	3,58	3,58	7,59	7,59

### 5.3 Оценка надежности молниезащиты

Определяем число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий:

Волновое сопротивление ошиновки составляет:

$$Z_{ош} = 318,762 \text{ Ом.}$$

Разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности:

$$U_{50\%} = 569,954 \text{ кВ;}$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ош}} \quad (104)$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ош}} = \frac{2 \cdot 569,954}{318,762} = 3,576 \text{ кА.}$$

Доля опасных перенапряжений, возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку РУ, минуя молниеотводы:

$$p_{np} = e^{-0.04 \cdot I_{кр}} \quad (105)$$

$$p_{np} = e^{-0.04 \cdot I_{кр}} = e^{-0.04 \cdot 3,576} = 0,867.$$

Импульсное сопротивление заземлителя:  $R_u = 0,399$  Ом;

$$I_{on} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \delta \cdot h} \quad (106)$$

$$I_{on} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \delta \cdot h} = \frac{569,954}{0,48 + 0,3 \cdot 13} = 130,13 \text{ кА.}$$

Вероятность обратного перекрытия при ударах молнии в гирлянду изоляторов:

$$p_{on} = e^{-0,04 \cdot I_{on}} \quad (107)$$

$$p_{on} = e^{-0,04 \cdot I_{on}} = e^{-0,04 \cdot 130,13} = 0,0055.$$

Вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниеотводы (для класса номинального напряжения до 750 кВ):

$$p_{\alpha} = 0,005.$$

Вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ПС, минуя молниеотводы:

$$\eta_{np} = 0,9.$$

Вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при обратных перекрытиях:

$$\eta_{on} = 0,9.$$

Максимальная высота сооружения на РУ:

$$h_c = 11 \text{ м.}$$

Эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды при  $h_c \leq 30$ :

$$R_{\text{экв}} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30} \quad (108)$$

$$R_{\text{экв}} = 5 \cdot 11 - \frac{2 \cdot 11^2}{30} = 46,9 \text{ м.}$$

Плотность разрядов молнии на  $1 \text{ км}^2$  поверхности:

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{\text{г.ч}} \quad (109)$$

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{\text{г.ч}} = 0,05 \cdot 49 = 2,45;$$

Тогда число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий:

$$N_{\text{ну}} = p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{\text{экв}}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{\text{экв}}) \cdot (\eta_{\text{пр}} \cdot p_{\alpha} \cdot p_{\text{пр}} + \eta_{\text{он}} \cdot p_{\text{он}}) \cdot 10^{-6} \quad (110)$$

$$\begin{aligned} N_{\text{ну}} &= 2,45 \cdot (50 + 2 \cdot 46,9) \cdot (60 + 2 \cdot 46,9) \cdot (0,9 \cdot 0,005 \cdot 0,867 + 0,9 \cdot 0,0055) \cdot 10^{-6} = \\ &= 4,7 \cdot 10^{-4} \end{aligned}$$

Определим среднюю повторяемость в годах опасных перенапряжений на ПС из-за грозových разрядов в РУ (в годах):

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}} \quad (111)$$

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}} = \frac{1}{4,7 \cdot 10^{-4}} = 212 \text{ лет}$$

#### 5.4 Выбор и проверка ОПН

Основной задачей ограничителя перенапряжений является защита оборудования от воздействия перенапряжений. В нормальных условиях работы ОПН не должен отрицательно влиять на энергосистему. Кроме того, ОПН должен выдерживать стандартные импульсы перенапряжений без каких-либо повреждений. Этим требованиям соответствуют нелинейные резисторы со следующими свойствами:

- низкое сопротивление во время импульсов перенапряжения, благодаря чему перенапряжения ограничиваются;
- высокое сопротивление во время нормальной работы, что позволяет избежать негативных эффектов для энергосистемы;
- достаточная способность поглощать энергию для обеспечения стабильной работы.

При применении такого типа нелинейных резисторов при приложении длительно допустимого напряжения через них протекает лишь небольшой ток. При появлении перенапряжения, большое количество энергии может быть отведено из энергосистемы разрядным током ОПН. Выбор и проверка ОПН произведен в соответствии с Методическими указаниями ФСК ЕЭС [19].

Наибольшее рабочее напряжение сети в соответствии с ПУЭ:

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot U_{ном} , \quad (112)$$

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot 35 = 40,25 \text{ кВ}$$

Соответствующие минимальное длительное рабочее напряжение ОПН:

$$U_{нро} = \frac{U_{нрс}}{\sqrt{3}}, \quad (113)$$

С учетом максимального по ПУЭ (для сети с эффективно заземлённой нейтралью) значения коэффициента замыкания на землю (1,4).

$$U_{нро} = 1,4 \cdot 1,05 \cdot \frac{40,25}{\sqrt{3}} = 34,16 \text{ кВ}$$

Остающееся напряжение ограничителя при грозовых перенапряжениях при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой 10000 А при номинальном напряжении 35 кВ составляет 80,5 кВ. Остающееся напряжение ограничителя при коммутационных перенапряжениях при импульсе тока с длительностью фронта 30 мкс и при амплитуде тока 1000 А (500 А):

$$U_{ост.к} = \frac{U_{ки}}{1,2} \quad (114)$$

$$U_{ост.к} = \frac{108,2}{1,2} = 90,21 \text{ кВ}$$

где  $U_{ки}$  – уровень коммутационных перенапряжений.

$$U_{ки} = k_u \cdot k_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исн50} \quad (115)$$

$$U_{ки} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 63 = 108,25 \text{ кВ}$$



где  $U_{исп50}$  – одноминутное испытательное напряжение (63 кВ) [19], кВ;

$k_u$  – коэффициент ионизации (1,35);

$k_k$  – коэффициент кратности тока (0,9).

Значение тока взрывобезопасности:

$$I_{вб} = 1,2 \cdot I_{но} \quad (116)$$

$$I_{вб} = 1,2 \cdot 8,8 = 10,56 \text{ кА}$$

Длина пути утечки ОПН определяется по формуле:

$$L_{ут} = 1,2 \cdot L_{ут.обор} \quad (117)$$

где  $L_{ут.обор}$  – длина утечки оборудования.

$$L_{ут.обор} = \lambda_s \cdot U_{нр} \quad (118)$$

где  $\lambda_s$  – 2,8 см/кВ для I степени загрязнения.

$$L_{ут.обор} = 1,2 \cdot 2,8 \cdot 40,25 = 135 \text{ см}$$

Подробный расчет приведен в приложении Г. После выполнения расчетов, проверим ОПНп-35/40,5/10/760 УХЛ1 и ОПНп-10/12/10/600 УХЛ1.

Технические данные ОПН приведены в таблице 36 и 37.

Таблица 36 – Технические характеристики ОПНп-35/40,5/10/760 УХЛ1

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3

## Продолжение таблицы 36

1	2	4
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	40,2	40,2
Длительное рабочее напряжение, кВ	40,2	38
Номинальное напряжения ОПН, кВ	35	35
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	300	80,5
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	300	90,2
Ток взрывобезопасности, кА	30	10,56
Длина пути утечки оборудования, см	450	135
Класс энергоёмкости ОПН, кДж	До 7	5,1

Таблица 37 – Технические характеристики ОПНп-10/12/10/600 УХЛ1

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	12	11,5
Длительное рабочее напряжение, кВ	12	11,5
Номинальное напряжения ОПН, кВ	10	10
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	70	30,5
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	70	25,8
Ток взрывобезопасности, кА	30	26,04
Длина пути утечки оборудования, см	300	38,6
Класс энергоёмкости ОПН, кДж	До 7	2,1

## 6 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

ПС 35 кВ Базовая – реконструируемая подстанция Свободненского района, осуществляющая питание крупной производственной базы ПАО «ФСК ЕЭС», а также ряда промышленных потребителей рассматриваемого энергорайона.

Целью работы является реконструкция устройств РЗА ПС 35 кВ Базовая, в связи с увеличением трансформаторной мощности. Таким образом, ПС 35 кВ Базовая имеет установленную трансформаторную мощность 2х10 МВА. На территории объекта расположены:

– КРУ 35 кВ типа КРУН К-405 производства Чебоксарского электромеханического завода. В состав данного КРУН входит следующее оборудование:

- выключатели вакуумные ВВС-35-25-П/630 У2
- измерительные трансформаторы тока ТОЛ-35Б-II У2;
- измерительные трансформаторы напряжения НАМИ-35 У2;
- ограничители перенапряжения ОПНп-35/40/10/760.

– КРУ 10 кВ типа К-59 производителя г. Чебоксары ЗАО «Промэнерго». В состав данного КРУН входит следующее оборудование:

- выключатели вакуумные ВВУ-СЭЦ-ПЗ-10-20/1000 У2;
  - измерительные трансформаторы тока ТОЛ-СЭЦ-10 800/5;
  - измерительные трансформаторы напряжения НАМИ-10 У2;
  - ограничители перенапряжения ОПНп-10/12/10/600 УХЛ1.
- 2 силовых трансформатора ТДН-10000/35/10 У1;
- 2 герметичных трансформатора собственных нужд наружной установки ТМГ-100/10/0,4 У1.

Все оборудование подстанции соединено элементами гибкой и жесткой ошиновки, на территории применяется ряд проходных фарфоровых и поли-

мерных изоляторов различного типа. Процесс выбора первичного оборудования описан в главе 3.

В данной главе описаны основные принципы безопасной и безаварийной работы объекта при осуществлении оперативного и технического обслуживания. Все разделы описаны на основе ПУЭ, издание 7 [7].

Далее рассмотрены вопросы безопасности на объекте, экологичности при обслуживании масляного силового оборудования и действий при ликвидации аварийных последствий чрезвычайных ситуаций.

### **6.1 Безопасность**

Применяемые на ПС Базовая электрооборудование, электротехнические изделия и материалы соответствуют требованиям государственных стандартов или технических условий, утвержденных в установленном порядке.

Конструкция, исполнение, способ установки, класс и характеристики изоляции применяемых машин, аппаратов, приборов и прочего электрооборудования, а также кабелей и проводов соответствуют параметрам сети или электроустановки, режимам работы, условиям окружающей среды и требованиям соответствующих глав ПУЭ [7].

Все применяемые электроустановки и связанные с ними конструкции устойчивы в отношении воздействия окружающей среды или защищены от этого воздействия [7].

На ПС 35 кВ Базовая обеспечена возможность легкого распознавания частей, относящихся к отдельным элементам (простота и наглядность схем, надлежащее расположение электрооборудования, надписи, маркировка, расцветка).

Электроустановки на ПС 35 кВ Базовая по условиям электробезопасности разделяются на электроустановки напряжением до 1 кВ и электроустановки напряжением выше 1 кВ (по действующему значению напряжения).

Безопасность обслуживающего персонала и посторонних лиц должна обеспечиваться выполнением мер защиты – заземлением и защитными мерами безопасности, а также следующих мероприятий [7]:

- соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей или путем закрытия, ограждения токоведущих частей;
- применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- применение предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;
- применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений;
- использование средств защиты и приспособлений, в том числе для защиты от воздействия электрического и магнитного полей в электроустановках, в которых их напряженность превышает допустимые нормы.

В электропомещениях с установками напряжением до 1 кВ допускается применение незащищенных и защищенных токоведущих частей без защиты от прикосновения, если по местным условиям такая защита не является необходимой для каких-либо иных целей (например, для защиты от механических воздействий). При этом доступные прикосновению части должны располагаться так, чтобы нормальное обслуживание не было сопряжено с опасностью прикосновения к ним [7].

В жилых, общественных и других помещениях устройства для ограждения и закрытия токоведущих частей должны быть сплошные; в помещениях, доступных только для квалифицированного персонала, эти устройства могут быть сплошные, сетчатые или дырчатые [7].

Ограждающие и закрывающие устройства должны быть выполнены так, чтобы снимать или открывать их можно было только при помощи ключей или инструментов [7].

Все ограждающие и закрывающие устройства должны обладать требуемой (в зависимости от местных условий) механической прочностью. При

напряжении выше 1 кВ толщина металлических ограждающих и закрывающих устройств должна быть не менее 1 мм [7].

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током, от действия электрической дуги и т.п. все электроустановки должны быть снабжены средствами защиты, а также средствами оказания первой помощи в соответствии с действующими правилами применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках [7].

## **6.2 Экологичность**

Электроустановки должны удовлетворять требованиям действующих нормативных документов об охране окружающей природной среды по допустимым уровням шума, вибрации, напряженностей электрического и магнитного полей, электромагнитной совместимости. В электроустановках должны быть предусмотрены сбор и удаление отходов: химических веществ, масла, мусора, технических вод и т.п. В соответствии с действующими требованиями по охране окружающей среды должна быть исключена возможность попадания указанных отходов в водоемы, систему отвода ливневых вод, овраги, а также на территории, не предназначенные для хранения таких отходов. [7]

В данном разделе рассмотрен вопрос экологичности при эксплуатации силового трансформаторного оборудования с болим содержанием масла в баке. В качестве расчета, приведем пример для трансформаторов 35 кВ ТДН-10000/35/10 У1.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований [7]:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со

стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора (реактора) на расстоянии менее 2 м;

2) объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100% масла, залитого в трансформатор (реактор).

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м<sup>2</sup>; в течение 30 мин;

3) устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;

4) маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике;

5) маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными (дно на уровне окружающей планировки). При выполнении заглубленного телеприемника устройство бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п.2.

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться:

- с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;
- без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м.

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Дно маслоприемника (заглубленного и незаглубленного) должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приемка и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже верхнего края борта (при устройстве маслоприемников бортовыми ограждениями) или уровня окружающей планировки (при устройстве маслоприемников без бортовых ограждений).

Допускается не производить засыпку дна маслоприемников по всей площади гравием. При этом на системах отвода масла от трансформаторов (реакторов) следует предусматривать установку огнепреградителей;

6) при установке маслonaполненного электрооборудования на железобетонном перекрытии здания (сооружения) устройство маслоотвода является обязательным;

7) маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическим стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50% масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч. Маслоотводы могут выполняться в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков;

8) маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформато-



ров, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80% общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, ограждения маслоприемника и маслосборника должны быть защищены маслостойким покрытием.

Параметры трансформатора представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Параметры рассматриваемого силового трансформатора

Параметр	Значение
1	2
Марка	ТДН-10000/35/10 У1
Мощность, МВА	10
Масса полная, т	26
Масса масла, т	7
Высота, м	4,82
Длина, м	4,92
Ширина, м	3,39

На ПС Базовая планируется к установке маслоприёмник без отвода масла. Объем масла вычисляется по выражению [12]:

$$V = \frac{m}{\rho_m} \quad (119)$$

где  $\rho_m$  - плотность трансформаторного масла, для масла марки Т-750 :

$$\rho_m = 895 \text{ кг} / \text{м}^3 .$$

$$V = \frac{7}{0,895} = 7,8 \text{ м}^3,$$

Для трансформатора на ПС Базовая принимаем прямоугольный незаглубленный маслоприёмник емкостью 7,8 м<sup>3</sup> с установкой металлической решетки на нём, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м.

Зная объем, который занимает масло и площадь, отводимая под маслоприемник можно определить высоту забора маслоприемника.

Площадь маслоприёмника:

$$S = L' \cdot B', \quad (120)$$

Длина маслоприемника:

$$L' = L + \Delta \quad (121)$$

где  $L$  - длина трансформатора, м;

$\Delta$  - размер выступа за габариты единичного электрооборудования, зависящий от массы трансформаторного масла, находящегося в электрооборудовании, м.

$$L' = 4,92 + 1 \cdot 2 = 6,92 \text{ м}$$

Ширина маслоприемника:

$$B' = B + \Delta \quad (122)$$

где  $B$  - ширина трансформатора, м.

$$B' = B + \Delta = 3,39 + 2 \cdot 1 = 5,39 \text{ м}$$

$$S = 6,92 \cdot 5,39 = 37,3 \text{ м}^2$$

Зная габариты трансформатора, найдём площадь поверхности, на которую поступает вода на пожаротушение.

$$S' = 2 \cdot [(H \cdot B) + (H \cdot L)] \quad (123)$$

$$S' = 2 \cdot [(4,82 \cdot 3,39) + (4,82 \cdot 4,92)] = 80,1 \text{ м}^2$$

Зная площадь поверхности, на которую поступает вода и её количество, можно найти объём воды необходимый на пожаротушение.

$$V' = 0,8 \cdot l \cdot t \cdot (S' + S) \quad (124)$$

$$V' = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 1800 \cdot (37,3 + 80,1) = 33,8 \text{ м}^3$$

Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм. Отсюда глубина маслоприемника равна:

$$h = \frac{V}{S} + \frac{V'}{S} + h_1 + h_2$$

где  $h_1 = 0,25 \text{ м}$  – толщина гравийной засыпки.

$$h = \frac{7,8}{37,3} + \frac{33,8}{37,3} + 0,25 + 0,05 = 1,42 \text{ м}$$

### **6.3 Чрезвычайные ситуации**

Несмотря на активное применение элегазового оборудования, которое является относительно безопасным с точки зрения пожарной и взрывобезопасности, технологический процесс на такой крупной и мощной ПС 35 кВ Базовая сопровождается высоким риском возникновения ряда чрезвычайных ситуаций, связанных с возгоранием масла и маслonaполненного оборудования выключателей или силовых трансформаторов.

Система предотвращения пожара - комплекс организационных мероприятий и технических средств, исключающих возможность возникновения пожара на объекте защиты [18]. Система противопожарной защиты - комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на защиту людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара и (или) ограничение последствий воздействия опасных факторов пожара на объект защиты (продукцию).

Итак, основываясь на одном из основных Федеральных законов, а именно, на основании Технического регламента о требованиях пожарной безопасности, следует заключить основные требования пожарной безопасности, выполняющихся на ПС 35 кВ Базовая. Данные требования регламентированы в статье закона, указанного выше [18] «Требования пожарной безопасности к электроустановкам зданий и сооружений».

Электроустановки ПС Базовая соответствуют классу пожаровзрывоопасной зоны, в которой они установлены, а также категории и группе горючей смеси. Для обеспечения бесперебойного энергоснабжения систем противопожарной защиты, установленных в зданиях класса функциональной пожарной опасности с круглосуточным пребыванием людей, должны предусматриваться автономные резервные источники электроснабжения [18].

Кабельные линии и электропроводка систем противопожарной защиты, средств обеспечения деятельности подразделений пожарной охраны, систем обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре, аварийного освещения на путях эвакуации, аварийной вентиляции и

противодымной защиты, автоматического пожаротушения, внутреннего противопожарного водопровода, лифтов для транспортировки подразделений пожарной охраны в зданиях и сооружениях должны сохранять работоспособность в условиях пожара в течение времени, необходимого для выполнения их функций и эвакуации людей в безопасную зону [18]. Все кабели от силового оборудования ПС Базовая до вводно-распределительных устройств проложены в отдельных огнестойких каналах или иметь огнезащиту. Кабели, прокладываемые открыто, исключают поддержание горения.

Горизонтальные и вертикальные каналы для прокладки силовых, контрольных кабелей и проводов на территории ПС Базовая имеют защиту от распространения пожара. В местах прохождения кабельных каналов, коробов, кабелей и проводов через строительные конструкции с нормируемым пределом огнестойкости должны быть предусмотрены кабельные проходки с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости данных конструкций [18].

Линии электроснабжения помещений зданий и сооружений на территории ПС Базовая имеют устройства защитного отключения, предотвращающие возникновение пожара. Распределительные щиты имеют защиту, исключающую распространение горения за пределы щита из слаботочного отсека в силовой и наоборот [18].

Светильники аварийного освещения на путях эвакуации с автономными источниками питания обеспечены устройствами для проверки их работоспособности при имитации отключения основного источника питания [18].

## 7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРИНЯТЫХ ОБЪЕМОВ РЕКОНСТРУКЦИИ

### 7.1 Выбор фирмы производителя и марки МПРЗ

Среди множества фирм производителей устройств РЗА были выбраны устройства фирмы отечественного производителя – НТЦ «Механотроника» шкафы на базе терминалов БМРЗ-152(162) и БМРЗ-153-УЗТ, типа ШЭ-МТ-021 и ШЭ-МТ-015. Марки выбранных микропроцессорных терминалов, а также поставляемые комплектующие и ПО приведены в таблице 39.

Таблица 39 – Марки выбранных микропроцессорных терминалов

Фирма изготовитель	Комплект поставки	Количество, шт	Цена за шт, руб.	Стоимость
1	2	3	4	5
НТЦ «Механотроника»	Шкаф ШЭ-МТ-021 (основной)	1	690000	690000
НТЦ «Механотроника»	Шкаф ШЭ-МТ-021 (резервный)	1	690000	690000
НТЦ «Механотроника»	Шкаф ШЭ-МТ-015 (основной)	1	710000	710000
НТЦ «Механотроника»	Шкаф ШЭ-МТ-015 (резервный)	1	710000	710000
НТЦ «Механотроника»	Комплект ПО для ШЭ-МТ-021	2	310000	620000
НТЦ «Механотроника»	Комплект ПО для ШЭ-МТ-021	2	420000	840000
Итого	-	-	-	4260000

### 7.2 Капиталовложения в реализацию проекта

Капитальные вложения необходимые на установку РЗА состоят из стоимости устанавливаемого оборудования, стоимости строительно-монтажных работ и прочих затрат.

$$K_{\Sigma} = (K_{\text{обр}} + K_{\text{СМР}} + K_{\text{пр}}) \cdot k_{\text{инф}}, \quad (127)$$

где  $K_{\text{обр}}$  – сметная стоимость оборудования без учета строительномонтажных работ, тыс. руб.;

$K_{\text{СМР}}$  – строительномонтажные работы, тыс. руб.;

$K_{\text{пр}}$  – прочие затраты;

$k_{\text{инф}}$  – коэффициент инфляции.

Таблица 40 – Данные по структуре капиталовложений в электросетевом строительстве

Наименование объекта	Капиталовложения в строительство, %			
	Всего	Оборудование, приспособления и производственный инвентарь	Строительномонтажные работы	Прочие затраты
РЗ открытых и закрытых электрических подстанций напряжением 35-750 кВ	100	51	37	12

Так как стоимость оборудования составляет 51% от общих капиталовложений в установку оборудования, определим общие капиталовложения, капиталовложения на строительномонтажные работы и прочие капиталовложения.

Общие капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = \frac{K_{\text{обр}}}{0,51} = \frac{4260000}{0,51} = 8352941 \text{ руб.}$$

Капиталовложения на строительномонтажные работы:

$$K_{\text{СТР}} = 0,37K_{\Sigma} = 0,37 \cdot 8352941 = 3090588 \text{ руб.}$$

Прочие капиталовложения:

$$K_{IP} = 0,12K_{\Sigma} = 0,12 \cdot 8352941 = 1002352 \text{ руб.}$$

### 7.3 Расчёт эксплуатационных издержек

Издержки любого из энергетических объектов будут состоять из амортизационных отчислений и эксплуатационных издержек на ремонт и эксплуатацию оборудования.

$$И = И_{РЭ} + И_{АМ} \quad (128)$$

*Амортизационные отчисления* - денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции; для *i*-го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле

$$И_{АМ} = \frac{К}{T_{сл}}, \quad (129)$$

где  $К$  – капиталовложения;

$T_{сл}$  – срок службы оборудования ( $T_{сл} = 20$  лет).

Ежегодные затраты на КР и ТР, а также ТО энергетического оборудования определяются по формуле

$$И_{РЭ} = \alpha_{орэ} \cdot К, \quad (130)$$

где  $\alpha_{орэ}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию оборудования ( $\alpha_{орэ} = 0,0155$ )

Рассчитаем эксплуатационные издержки:



$$H = \alpha_{op3} \cdot K + \frac{K}{T_{ct}} = 0,0155 \cdot 8352941 + \frac{8352941}{20} = 547117 \text{ руб.}$$

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На сегодняшний день Свободненский район Амурской области является одним из наиболее перспективных в части развития электроэнергетической отрасли. Ввиду активного роста потребления одна из основных подстанций района – ПС 35 кВ Базовая нуждалась в реконструкции трансформаторного оборудования для осуществления бесперебойного питания активно развивающихся объемов потребителей электроэнергии. Основной целью выпускной квалификационной работы стала реконструкция релейной защиты и сетевой автоматики ПС 35 кВ Базовая, в связи с заменой трансформаторного оборудования. Опираясь на основные требования нормативно-технической документации, современные требования к устройствам подстанций нового поколения, основные технические решения в области современной микропроцессорной техники, были разработаны вновь вводимые устройства релейной защиты и автоматики для реконструируемой подстанции.

Помимо основной задачи, в работе подробно изучены и представлены вопросы выбора первичного оборудования, разработана новая однолинейная схема подстанции, спроектирована новая система питания оперативного тока и собственных нужд.

В работе выполнены расчеты токов короткого замыкания на реконструируемом объекте и в прилегающей сети в максимальном и минимальном режимах работы энергосистемы.

В работе подробно представлена оценка надежности молниезащиты и заземляющего устройства подстанции, выполнены необходимые расчеты и представлен графический чертеж расстановки молниеотводов и сетки заземления.

В работе также представлены вопросы безопасности и экологичности производственного процесса и оперативного обслуживания подстанции и выполнена технико-экономическая оценка результатов реконструкции.

## БИЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Вебсор.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: [https://www.websor.ru/va\\_99m.html](https://www.websor.ru/va_99m.html). (дата обращения 02.04.2021).
- 2 БалтЭнергоМаш.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <https://www.baltenergomash.ru>. (дата обращения 29.05.2020).
- 3 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 2015. – 176 с.
- 4 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.
- 5 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 2014, – 86 с.
- 6 Иванов, А.Н. Силовое оборудование станций и подстанций: пособие для вузов и ссузов./А.Н. Иванов и др. – М., 2018. – 608 с.
- 7 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2017. – 30 с.
- 8 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2016. – 346 с.
- 9 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 2015. – 280 с.
- 10 Конюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2014. – 510 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/723>. (дата обращения 17.04.2021).
- 11 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2013. – 366 с.
- 12 Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост. : Мясоедов Ю.В. – Благовещенск. : Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с.

13 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.

14 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015

15 ООО «Исследовательский центр «Бреслер». Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары : ФСК ЕЭС, 2014. –184с.

16 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2013. – 480 с.

17 Пастухова, И.В., Насановский Л.Г. Особенности расчетов электрокабелей высокого напряжения: Информационный вестник №3 (14)

18 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Энергосоюз», 2016. – 465 с.

19 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии".

20 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957)

21 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва.: Издательство «НЦ ЭНАС», 2015.

22 РД 153–34.0–20.527–98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд–во НЦ ЭНАС, 2017.

23 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.–Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2013. – 353 с.

24 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Стандарт организации. Открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы». СТО 56947007-29.240.30.047-2010. – 128 с.

25 РЗА.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-2-1-i-sirius-21-1.php>. (дата обращения 17.04.2021).

26 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения. М.: ЭНЕРГОИЗДАТ, 2014.

27 Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий / Ю.Д. Сибикин. – М. : Издательский центр «Академия», 2015. – 368 с.

28 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М. : Энергоатомиздат, 2013. – 576 с.

29 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2014 – 576 с.

30 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 368 с.