

Министерство образования и науки 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 Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

 Н. В. Савина

« 18 » 06 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 кВ подстанция Тунгала – подстанция Призейская и подстанции Тунгала

Исполнитель

студент группы 442об 3(п-2)  15.06.18  
(подпись, дата) А.А.Кожевников

Руководитель

Доцент, доктор техн. наук  16.06.18  
профессор (подпись, дата) О.В.Скрипко

Консультант

по безопасности и  15.06.18  
экологичности (подпись, дата) А. Б. Булгаков  
Доцент, канд. тех. наук

Нормоконтроль

Доцент, канд. тех. наук  17.06.18  
(подпись, дата) А. Н. Козлов

Благовещенск 2018

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой энергетики

 Н.В. Савина

« 02 » 03 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Косовникова Александра Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 кВ подстанции Туманца - подстанции Пригородная и подстанции Туманца  
(утверждена приказом от 12.02.18 № 573/чч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 01.06.2018

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Схеми, перетомы мощности, том короткого замыкания на линии ПС Туманца

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика работы, расчет токов короткого замыкания, проверка основного электрического оборудования, релейная защита, расчет уставок релейной защиты, сетевая автоматика, надежность машинезащиты, безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): том короткого замыкания, одностороннее питание

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Буланов Александр Александрович по части Безопасность и экологичность

7. Дата выдачи задания 01.03.2018

Руководитель выпускной квалификационной работы: Сидорова Ольга Валерьевна, доцент, доктор технических наук, профессор  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 02.03.2018 

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 108 стр., 4 рисунков, 45 таблиц., 72 формулы., 1 приложение.

НАПРЯЖЕНИЕ, ТОК, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, РЕЛЕ, НАДЕЖНОСТЬ, ЗАЩИТА, ЛИНИЯ, АВТОМАТИКА, ТРАНСФОРМАТОР

Данная выпускная квалификационная работа является заключительным этапом в изучении дисциплин, положенных в основу курса обучения по профилю образовательной программы «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем».

В данной выпускной квалификационной работе была произведена модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии 220 кВ подстанция Призейская - подстанция Тунгала и подстанции Тунгала. Произведен расчет токов короткого замыкания для проверки электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики ВЛ 220 кВ ПС Призейская – ПС Тунгала, а также силового трансформатора на ПС Тунгала. Проверено основное электрооборудование: выключатели, измерительные трансформаторы тока и напряжения, разъединители. Также была произведена разработка заземления и молниезащиты. Описана экономическая часть проекта по замене электромеханической релейной защиты на микропроцессорную.

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

РЗ – релейная защита

ПС – подстанция

КЗ – короткое замыкание

ВЛ – воздушная линия

РЗиА – релейная защита и автоматика

АВР – автоматический ввод резерва

УРОВ – устройство резервирования отключения выключателя

ОРУ – открытое распределительное устройство

КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки

ОПН – ограничитель перенапряжения

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

МТЗ – максимальная токовая защита

ТО – токовая отсечка

ШОН – шкаф отбора напряжения

## СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	4
Введение	7
1 Характеристика района	8
1.1 Характеристика сети	11
2 Расчет токов короткого замыкания	12
3 Проверка основного электрического оборудования	20
3.1 Проверка выключателей	26
3.2 Проверка разъединителей	29
3.3 Проверка трансформаторов тока	29
3.4 Проверка трансформаторов напряжения	32
3.5 Система собственных нужд подстанции	36
3.5.1 Проверка трансформаторов собственных нужд	36
3.6 Проверка ВЧЗ	39
3.7 Измерения и учет	41
3.8 Проверка ОПН	43
3.9 Проверка шинных конструкций	46
4 Релейная защита	50
4.1 Выбор устройств релейной защиты	55
5 Расчеты уставок релейной защиты ПС 220/35/10 кВ «Тунгала»	57
5.1 Уставки срабатывания АУВ и АПВ	58
5.2 Уставки срабатывания ДЗ	59
5.3 Уставки срабатывания ТНЗНП и ТО	64
5.4 Уставки пуска УРОВ	67
5.5 Уставки срабатывания ВЧБ	67
5.6 Уставки срабатывания ВЧБ	69
6 Сетевая автоматика	71
6.1 Устройство АПВ	71
6.2 УРОВ	73

7	Разработка молниезащиты	75
7.1	Расчет молниезащиты «Тунгала»	75
8	Безопасность и экологичность	77
8.1	Безопасность проекта	85
8.2	Экологичность проекта	86
8.3	Чрезвычайные ситуации	88
	Заключение	90
	Библиографический список	91

## ВВЕДЕНИЕ

Одной из самых важных областей в современной электроэнергетике является релейная защита. Релейная защита является основным видом электрической автоматики, без которой невозможна нормальная работа энергосистем. Релейная защита должна обладать такими качествами как: быстродействие, надежность, селективность и чувствительность.

На данный момент времени более актуальной становится микропроцессорная защита. Также решаются вопросы эффективного функционирования устройств релейной защиты и автоматики всех элементов защищаемой схемы, начиная с выбора видов и расчёта уставок проектируемых устройств и заканчивая правильным их подключением к цепям оперативного тока и к трансформаторам тока и напряжения.

Целью модернизации РЗА на ВЛ ПС Призейская – ПС Тунгала и ПС Тунгала является замена устаревшей электромеханической РЗ на более современную микропроцессорную. На ПС Тунгала будет произведена замена РЗ трансформатора. Последняя замена РЗ на ПС Тунгала и ПС Призейская производилась в 1985 году. В связи с этим было принято решение заменить РЗА, так как срок службы релейной защиты составляет 25 лет.

В ходе расчетов было установлено, что замена РЗА не повлечет за собой замену основного силового оборудования подстанции. Было принято решение что для модернизации РЗА необходимо выполнить перерасчет токов короткого замыкания, выполнить проверку основного силового оборудования, а также произвести расчет и проверку уставок РЗА ВЛ ПС Призейская – ПС Тунгала, а также трансформатора на ПС Тунгала.

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

Амурская область (Приамурье) — область в России в бассейне рек Амур и Зея. Область граничит с Якутией на севере, Хабаровским краем на востоке, Еврейской автономной областью на юго-востоке, Китаем на юге и Забайкальским краем на западе.

Амурская область расположена на юго-востоке Российской Федерации, в умеренном географическом поясе, между  $48^{\circ}51'$  и  $57^{\circ}04'$  с. ш. и  $119^{\circ}39'$  и  $134^{\circ}55'$  в. д., является частью Дальневосточного федерального округа. Наибольшая протяженность территории области с севера на юг 750 км, а с северо-запада на юго-восток - 1150 км. Общая протяженность границ превышает 4300 км. Расстояние от её административного центра — г. Благовещенска до Москвы по железной дороге — 7982 км, по воздуху — 6480 км. К Северному полюсу область расположена несколько ближе (около 5000 км), чем к Экватору (около 6000 км).

Амурская область не имеет прямого выхода к морям. Северо-восток её удален от холодного Охотского моря всего на 150 км, а срединные районы — на 500—600 км. От тёплого Японского моря она удалена на 600—800 км. Горные и возвышенные участки занимают 60%, равнины — 40% территории области. Горные и возвышенные участки расположены преимущественно в северных и центральных районах. В основном это горные хребты, все они низкие или средневысокие. Территория Амурской области пересечена большими и малыми водными потоками, образующими густую речную сеть. Многочисленны небольшие озера, преимущественно пойменные; крупных озер в области нет. Большая часть области находится в бассейне Верхнего и Среднего Амура, что и определяет её название.

Климат Амурской области резко континентальный с муссонными чертами. Формирование такого климата обусловлено взаимодействием солнечной радиации, циркуляции воздушных масс и следующих географических факторов: широтное положение, удалённость территории от

моря, влияние подстилающей поверхности в виде рельефа, растительности, водных объектов.

Все факторы климатообразования — солнечная радиация, циркуляция атмосферы, географические факторы — взаимодействуют, определяя особенности климата любой территории. Климат, прежде всего, характеризуют показатели температуры самого холодного и самого тёплого месяцев.

Одинаковые показатели разных мест объединяются изотермами. В январе изотермы с самыми низкими показателями приурочены к горным районам. На севере области средняя январская температура понижается до  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ . В межгорных впадинах до  $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ . К югу температуры повышаются. На юге проходят изотермы от  $-28\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $-24\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Зима в области суровая, отличается морозной, маловетреной погодой с небольшим количеством осадков, определяющим незначительный снежный покров, малой абсолютной влажностью и большой относительной влажностью. Преобладает ясная и морозная погода. На широте Благовещенска находится город Воронеж, где средняя температура января  $-9\text{ }^{\circ}\text{C}$ , а в Благовещенске январские температуры варьируют от  $-24\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $-27\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Бывают морозы до  $-44\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Лето на юге области тёплое. Здесь проходят изотермы от  $18\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $21\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Тёплым бывает лето и в межгорных долинах севера, где летние температуры поднимаются до  $16\text{—}17\text{ }^{\circ}\text{C}$ . В горных районах температура с высотой достигает  $12\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Средние абсолютные максимумы температуры на севере области могут достигать  $38\text{ }^{\circ}\text{C}$ , а на юге до  $42\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Продолжительность периода с отрицательными среднесуточными температурами 232 дня, остальные 133 дня – положительные температуры. Средняя годовая температура воздуха  $-19\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

В холодное время года преобладают ветры северо-западного и северного направления, преимущественно слабые. Весной происходит смена зимнего муссона на летний: вместо северо-западных всё чаще дуют ветры южного направления.

Годовое количество осадков в области велико: в северо-восточных горных и восточных районах их величина составляет от 900 до 1000 мм. В районах, тяготеющих к Амуру и нижнему течению реки Зеи, осадков выпадает меньше. Так, в районе посёлка Ерофей Павлович — до 500 мм, в Благовещенске — до 550 мм, а в районе Архары — до 600 мм. Для всей области характерен летний максимум осадков, что обусловлено муссонностью климата. За июнь, июль и август может выпадать до 70 % годовой нормы осадков. Возможны колебания в выпадении осадков. Так, летом с возрастанием испарения увеличивается абсолютная и относительная влажность, а весной из-за сухости воздуха снежный покров большей частью испаряется, и следствием этого становится незначительный весенний подъём уровня воды в реках.

Относительная влажность около 75%. Район по гололеду и скорости ветра – II. Скорость ветра - 25 м/с, по скоростному напору ветра Амурская область имеет III район. Нормативная толщина стенки гололёда, для высоты 10 м равна 15 мм. В южной части зимой образуется слой сезонной мерзлоты до 2,5-3 м, максимально около 3,2 м, полностью оттаивающий к началу июля. В средней, и северной частях - островная многолетняя мерзлота, максимально 70-80 м.

## **1.1. Краткая характеристика сети**

ПС 220 кВ Призейская – расположена в черте Зейского района Амурской области. ПС трансформаторной мощностью 2х25 МВА (ТДТН 25000/220) введена в эксплуатацию в 80-е годы. Подстанция обеспечивает электроэнергией потребителей Зейского района Приамурья с населением более 20 тыс человек, а так же на участвует в транзите электроэнергии от Зейской ГЭС, а так же от подстанции 220 кВ Хани (Амурская область) до подстанции 500 кВ Комсомольская (Хабаровский край).

ПС 220 кВ Тунгала – трансформаторной мощностью 50 МВА введена в эксплуатацию в 1985 г. Она участвует в транзите электроэнергии от Зейской ГЭС потребителям восточных районов Амурской области. От стабильной работы этих энергообъектов зависит надежность электроснабжения тяговых подстанций ОАО «РЖД».

ПС 220 кВ Призейская и ПС 220 кВ Тунгала находится в зоне оперативного и технического обслуживания Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Амурское ПМЭС.

ПС соединены ЛЭП в виде ВЛ в одноцепном исполнении. Марка провода – АС-300. Длина ВЛ составляет 147,7 км. ЛЭП рассматриваемого участка сети имеют большую протяженность, что обязывает учесть правильное и корректное согласование ступеней защит, осуществляющих дальнейшее резервирование. Режим работы защищаемой сети – двухстороннее питание.

## 2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Коротким замыканием (КЗ) называется соединение токоведущих частей разных фаз или потенциалов между собой или на корпус оборудования, соединенный с землей, в сетях электроснабжения или в электроприемниках. КЗ может быть по разным причинам: ухудшение сопротивления изоляции во влажной или химически активной среде, при недопустимом перегреве изоляции, механические воздействия, ошибочные воздействия персонала при обслуживании и ремонте и т. д.

Как видно из самого названия процесса, при КЗ путь тока укорачивается, т. е. он идет, минуя сопротивление нагрузки, поэтому он может увеличиться до недопустимых величин, если напряжение не отключится под действием защиты. Но напряжение может не отключиться и при наличии защиты, если КЗ случилось в удаленной точке, и из-за большого сопротивления до места КЗ ток недостаточен для срабатывания защиты. Но этот ток может быть достаточным для загорания проводов, что может привести к пожару. Отсюда возникает необходимость расчета тока короткого замыкания — ТКЗ. Величина ТКЗ может меняться, если к сети электроснабжения присоединяются другие электроприемники в более удаленных местах. В таких случаях снова производится расчет ТКЗ в месте установки новых электроприемников.

ТКЗ производит также электродинамическое действие на аппараты и проводники, когда их детали могут деформироваться под действием механических сил, возникающих при больших токах. Термическое действие ТКЗ заключается в перегреве аппаратов и проводов. Поэтому при выборе аппаратов их нужно проверять по условиям КЗ, с тем чтобы они выдержали ТКЗ в месте их установки. Как известно, наряду с сетями с глухозаземленной нейтралью существуют сети с изолированной нейтралью. Рассмотрим характерные отличия этих сетей при КЗ.

На практике в большинстве случаев происходят однофазные короткие замыкания. В сетях с изолированной нейтралью при соединении одной фазы с землей режим не является коротким замыканием и бесперебойность электроснабжения не

нарушается, но он должен быть отключен, так как соответствует аварийному состоянию. При замыкании одной фазы на землю в данной сети напряжения на двух других фазах повышаются в 1,73 раза, а напряжение на нулевой точке становится равным фазному напряжению относительно земли.

В сетях с глухозаземленной нейтралью при соединении провода с землей сгорает предохранитель или срабатывает автоматический выключатель, при этом электроснабжение нарушается, а при сгорании предохранителя могут повредиться обмотки двигателей при работе на двух фазах.

Расчет проводится приближенным методом с использованием относительных единиц.

Принимаем базисные условия[1]:

- 1) базисная мощность  $S_b = 100$  (МВА),
- 2) базисное напряжение на стороне 220 (кВ)  $U_{b220} = 230$ ,
- 3) базисное напряжение на стороне 35 (кВ)  $U_{b35} = 37,5$ ,
- 4) базисное напряжение на стороне 10 (кВ)  $U_{b10} = 10,5$ .
- 5) ЭДС и сопротивление нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Расчет ведется в относительных единицах, поэтому принимаем определенные базисные условия:

$$E_c = 1 \text{ о.е.}$$

$$E_{CH} = E_{HH} = 0,85 \text{ о.е.}$$

Также нам даны токи КЗ на шинах ВН,СН,НН:

$$\text{ВН} : I_{K3}^{(3)} = 1,9 \text{ кА}$$

$$\text{СН} : I_{K3}^{(3)} = 1,1 \text{ кА}$$

$$\text{НН} : I_{K3}^{(3)} = 1,2 \text{ кА}$$

Произведем расчет токов короткого замыкания для двухфазного КЗ:

$$I_{K3}^{(2)} = I_{K3}^{(3)} \frac{\sqrt{3}}{2} \tag{1}$$

$$\text{ВН} : I_{K3}^{(2)} = 1,645 \text{ кА}$$

$$\text{СН} : I_{кз}^{(2)} = 0,952 \text{ кА}$$

$$\text{НН} : I_{кз}^{(2)} = 1,039 \text{ кА}$$

Расчет базисных токов:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} \quad (2)$$

$$I_{\bar{\sigma}(\text{вн})} = \frac{100}{230 \cdot \sqrt{3}} = 0,251 \text{ кА}$$

$$I_{\bar{\sigma}(\text{сн})} = \frac{100}{35 \cdot \sqrt{3}} = 1,56 \text{ кА}$$

$$I_{\bar{\sigma}(\text{нн})} = \frac{100}{10 \cdot \sqrt{3}} = 5,5 \text{ кА}$$

Рассчитаем сопротивления на ВН,СН,НН трансформатора:

$$X_{\text{тв}} = 0,005 \cdot (U_{\text{квн}} + U_{\text{квс}} - U_{\text{кcn}}) \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{н.тр}}} = 0,005 \cdot (19 + 12,7 - 6,21) \cdot \frac{100}{25} = 0,509 \text{ о.е}$$

(3)

$$X_{\text{тс}} = 0,005 \cdot (U_{\text{кcn}} + U_{\text{квс}} - U_{\text{квн}}) \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{н.тр}}} = 0,005 \cdot (6,21 + 12,7 - 19) \cdot \frac{100}{25} = 0 \text{ о.е} \quad (4)$$

$$X_{\text{тн}} = 0,005 \cdot (U_{\text{кнв}} + U_{\text{кнс}} - U_{\text{квс}}) \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{н.тр}}} = 0,005 \cdot (19 + 6,21 - 12,7) \cdot \frac{100}{25} = 0,25 \text{ о.е} \quad (5)$$

Рассчитаем сопротивления нагрузки НН,СН и системы:

$$X_{\text{нн}} = 0,35 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{н}}} = 0,35 \cdot \frac{100}{19,8} = 1,76 \text{ о.е} \quad (6)$$

$$X_{\text{сн}} = 0,35 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{н}}} = 0,35 \cdot \frac{100}{8,2} = 4,26 \text{ о.е} \quad (7)$$

$$X_{\text{с}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}} \cdot S_{\text{кз}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{100}{230 \cdot 1,9 \cdot \sqrt{3}} = 0,132 \text{ о.е} \quad (8)$$

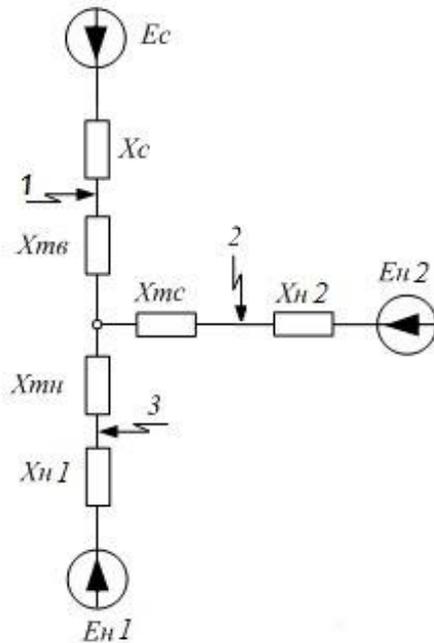


Рисунок 1 – Схема замещения

Расчет токов КЗ для точки К-1:

$$X_1 = X_{нн} + X_{тр(нн)} = 1,76 + 0,25 = 2,01 \text{ о.е} \quad (9)$$

$$X_2 = X_1 + X_{тр(вн)} + \frac{X_1 \cdot X_{тр(вн)}}{X_{сн}} = 2,01 + 0,509 + \frac{2,01 \cdot 0,509}{4,26} = 2,76 \text{ о.е} \quad (10)$$

$$X_3 = X_{сн} + X_{тр(вн)} + \frac{X_{сн} \cdot X_{тр(вн)}}{X_1} = 4,26 + 0,509 + \frac{4,26 \cdot 0,509}{2,01} = 5,85 \text{ о.е} \quad (11)$$

Токи периодической составляющей:

$$I_{но(с)} = \frac{E_c}{X_c} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{0,132} \cdot 0,251 = 1,9 \text{ кА} \quad (12)$$

$$I_{но(нн)} = \frac{E_c}{X_c} \cdot I_{\sigma} = \frac{0,85}{2,76} \cdot 5,5 = 1,69 \text{ кА}$$

$$I_{но(сн)} = \frac{E_c}{X_c} \cdot I_{\sigma} = \frac{0,85}{5,85} \cdot 1,56 = 0,226 \text{ кА}$$

$$I_{но} = I_{но(с)} + I_{но(сн)} + I_{но(нн)} = 1,9 + 1,69 + 0,226 = 3,81 \text{ кА} \quad (13)$$

Апериодический ток:

$$I_a = \sqrt{2} \cdot I_{но} = 5,38 \text{ кА} \quad (14)$$

Расчет  $k_{y\delta}$  для каждой из сторон:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \text{ где значения } T_a \text{ берем из справочных данных;} \quad (15)$$

$$T_{a(вн)} = 0,04; T_{a(сн)} = 0,02; T_{a(нн)} = 0,02$$

$$k_{y\partial(вн)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,04}} = 1,77$$

$$k_{y\partial(сн)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} = 1,608$$

$$k_{y\partial(нн)} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} = 1,608$$

Ударные токи:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{по} \quad (16)$$

$$I_{y\partial(с)} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial(вн)} \cdot I_{по(с)} = \sqrt{2} \cdot 1,77 \cdot 1,9 = 4,741 \text{ кА}$$

$$I_{y\partial(нн)} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial(нн)} \cdot I_{по(нн)} = \sqrt{2} \cdot 1,69 \cdot 1,608 = 3,831 \text{ кА}$$

$$I_{y\partial(сн)} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial(сн)} \cdot I_{по(сн)} = \sqrt{2} \cdot 0,226 \cdot 1,608 = 0,512 \text{ кА}$$

$$I_{y\partial} = I_{y\partial(с)} + I_{y\partial(сн)} + I_{y\partial(нн)} = 9,085 \text{ кА} \quad (17)$$

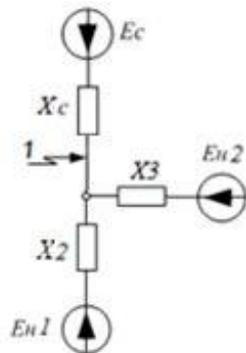


Рисунок 2 – Схема замещения для точки К-1

Расчет токов КЗ для точки К-2:

$$X_1 = X_c + X_{тр(вн)} = 0,132 + 0,509 = 0,641 \text{ о.е} \quad (18)$$

$$X_2 = X_{нн} + X_{тр(нн)} = 1,76 + 0,25 = 2,01 \text{ о.е} \quad (19)$$

Токи периодической составляющей:

$$I_{по(с)} = \frac{E_c}{X_1} \cdot I_{\sigma(вн)} = \frac{1}{0,641} \cdot 0,251 = 0,391 \text{ кА} \quad (20)$$

$$I_{no(нн)} = \frac{E_{нн}}{X_2} \cdot I_{\bar{\sigma}(нн)} = \frac{0,85}{2,01} \cdot 5,5 = 2,325 \text{ кА} \quad (21)$$

$$I_{no(сн)} = \frac{E_{сн}}{X_{сн}} \cdot I_{\bar{\sigma}(сн)} = \frac{0,85}{4,26} \cdot 1,56 = 0,311 \text{ кА} \quad (22)$$

$$I_{no} = I_{no(c)} + I_{no(сн)} + I_{no(нн)} = 0,391 + 2,325 + 0,311 = 3,028 \text{ кА} \quad (23)$$

Ток апериодической составляющей:

$$I_a = \sqrt{2} \cdot I_{no} = 4,282 \text{ кА}$$

Ударные токи:

$$I_{y\partial(c)} = I_{no(c)} \cdot \sqrt{2} \cdot k_{y\partial(вн)} = 0,391 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,77 = 0,975 \text{ кА}$$

$$I_{y\partial(нн)} = I_{no(нн)} \cdot \sqrt{2} \cdot k_{y\partial(нн)} = 2,325 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,608 = 5,273 \text{ кА}$$

$$I_{y\partial(сн)} = I_{no(сн)} \cdot \sqrt{2} \cdot k_{y\partial(сн)} = 0,311 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,608 = 0,705 \text{ кА}$$

$$I_{y\partial} = I_{y\partial(c)} + I_{y\partial(сн)} + I_{y\partial(нн)} = 6,954 \text{ кА}$$

Расчет токов КЗ для точки К-3:

$$X_1 = X_c + X_{тр(вн)} = 0,132 + 0,509 = 0,641 \text{ о.е}$$

$$X_2 = X_1 + X_{тр(нн)} + \frac{X_1 \cdot X_{тр(нн)}}{X_{сн}} = 0,641 + 0,25 + \frac{0,641 \cdot 0,25}{4,26} = 0,929 \text{ о.е}$$

$$X_3 = X_{сн} + X_{тр(нн)} + \frac{X_{сн} \cdot X_{тр(нн)}}{X_1} = 4,26 + 0,25 + \frac{4,26 \cdot 0,25}{0,641} = 11,536 \text{ о.е}$$

Расчет токов периодической составляющей:

$$I_{no(c)} = \frac{E_c}{X_2} \cdot I_{\bar{\sigma}(вн)} = \frac{1}{0,929} \cdot 0,251 = 0,267 \text{ кА}$$

$$I_{no(нн)} = \frac{E_{нн}}{X_{нн}} \cdot I_{\bar{\sigma}(нн)} = \frac{0,85}{1,76} \cdot 5,5 = 2,656 \text{ кА}$$

$$I_{no(сн)} = \frac{E_{сн}}{X_3} \cdot I_{\bar{\sigma}(сн)} = \frac{0,85}{11,536} \cdot 1,56 = 0,115 \text{ кА}$$

$$I_{no} = 3,038 \text{ кА}$$

$$I_a = I_{no} \cdot \sqrt{2} = 4,283 \text{ кА}$$

Ударные токи:

$$I_{y\partial(c)} = \sqrt{2} \cdot 1,77 \cdot 0,267 = 0,666 \text{ кА}$$

$$I_{y\partial(ен)} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 0,115 = 0,26 \text{ кА}$$

$$I_{y\partial(ин)} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 2,656 = 6,021 \text{ кА}$$

$$I_{y\partial} = 6,948 \text{ кА}$$

Результаты расчетов токов КЗ для ПС Тунгала:

Таблица 1 – токи КЗ для ПС Тунгала

Точка КЗ	$U_{ном}$ , кВ	$I_{кз}^{(3)}$ , кА	$I_{кз}^{(2)}$ , кА	$I_{но}$ , кА	$I_{y\partial}$ , кА	$I_a$ , кА	$T^a$
К-1	220	1,9	1,645	3,81	9,085	5,38	0,04
К-2	35	1,1	0,952	3,028	6,954	4,282	0,02
К-3	10	1,2	1,039	3,038	6,948	4,283	0,02

Полученные данные будут использованы в расчетах при проверке основного электротехнического оборудования на ПС Тунгала.

Также необходимо рассчитать подтекающие токи КЗ с обеих сторон для участка сети: «Зейская ГЭС»–«Призейская»–«Тунгала» для того, чтобы рассчитать уставки срабатывания защит, а также проверить их чувствительность.

Таблица 2 – Исходные данные для расчета токов КЗ

ПС	$U_{ном}$ , кВ	$I_{кз}^{(3)}$ , кА	$3I_0$ , кА
Зейская ГЭС	220	5,3	2,1
Призейская	220	2,7	8,4
Тунгала	220	1,9	6,1

На участке «Призейская»–«Тунгала» используется провод марки АС 300/39, зная удельное сопротивление данного провода, а также зная длину пролета линии, можем определить полное сопротивление линии интересующего нас участка:

$$Z_{л1} = Z_0 \cdot l = 0,44 \cdot 183,8 = 80,872 \text{ Ом (ЗГЭС – Призейская)} \quad (24)$$

$$Z_{\kappa 2} = Z_0 \cdot l = 0,44 \cdot 147,74 = 65 \text{ Ом (Призейская – Тунгала)}$$

$$Z_{\text{экв}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 5,3} = 24,01 \text{ Ом} \quad (25)$$

Просчитав необходимые данные, можем приступить к расчету подтекающих токов короткого замыкания.

Ток в К2 с учетом  $Z_L$  равен:

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{экв}} + Z_L)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (80,87 + 24,01)} = 1,36 \text{ кА} \quad (26)$$

Тогда подтекающие токи к ПС «Призейская» и ПС «Тунгала» равны:

$$I_{\text{Тун-При}}^{(3)} = I_{\text{КЗ(ТУН)}}^{(3)} - I_{\kappa 2}^{(3)} = 1,9 - 1,36 = 0,54 \text{ кА} \quad (27)$$

$$I_{\text{При-Тун}}^{(3)} = I_{\text{КЗ(ПРИ)}}^{(3)} - I_{\kappa 2}^{(3)} = 2,7 - 1,36 = 1,34 \text{ кА} \quad (28)$$

$$I_{\kappa 2}^{(0)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{экв}} + 3Z_L)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (24,01 + 242,61)} = 0,476 \text{ кА} \quad (29)$$

$$I_{\text{Тун-При}}^{(0)} = I_{\text{КЗ(ТУН)}}^{(0)} - I_{\kappa 2}^{(0)} = 6,1 - 0,47 = 5,63 \text{ кА} \quad (30)$$

$$I_{\text{При-Тун}}^{(0)} = I_{\text{КЗ(ПРИ)}}^{(0)} - I_{\kappa 2}^{(0)} = 8,4 - 0,47 = 7,93 \text{ кА} \quad (31)$$

### 3 ПРОВЕРКА ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Распределительное устройство 220 кВ на ПС «Тунгала» выполнено по схеме 220 «мостик» с семью линейными присоединениями. Выполнено комплектным блочным элегазовыми ячейками типа PASS MO, включающие в себя выключатель, два комбинированных разъединителя-заземлителя, встроенные трансформаторы тока. Шинные трансформаторы напряжения присоединены к сборным шинам через разъединитель ШР 220 Т-1, , в линейных ячейках 220 кВ установлены однофазные трансформаторы напряжения.

Распределительное устройство 35 кВ на ПС «Тунгала» выполнено по типовой схеме 35-9 «одна рабочая секционированная выключателем система шин» с пятью линейными присоединениями.

Распределительное устройство 10 кВ выполнено по типовой схеме 10-1 «одна, секционированная выключателем, система шин» с двадцатью линейными присоединениями.

Сборные шины выполнены трубами алюминиевого сплава 1915 ГОСТ 1-2-70, закрепленными на блоках опорных изоляторов. Для устранения вибраций жесткой ошиновки, возникающих от воздействия ветра, применены специальные виброгасящие устройства, смонтированные в трубчатых шинах. Конструкция узлов крепления жестких шин обеспечивает компенсацию температурных изменений - их длины возможных неточностей в установке блоков, а также смещений блоков, возникающих вследствие деформации грунта в процессе эксплуатации. Спуски к оборудованию и перемычки выполнены сталеалюминевым проводом АС-300/39.

Ограничители перенапряжений 220 кВ для защиты обмоток трансформатора установлены на существующие железобетонные стойки.

На территории ПС кабели прокладываются в наземных лотках из сборного железобетона.

Защита оборудования и ошиновки от прямых ударов молнии выполняется существующими молниеотводами, установленными на прожекторной мачте и порталах. Сборные шины выполнены трубами алюминиевого сплава 1915 ГОСТ 1-2-70, закрепленными на блоках опорных изоляторов.

Освещение оборудования подстанции осуществляется существующими прожекторами. Для защиты персонала от поражения электрическим током вокруг вновь устанавливаемого оборудования прокладывается выравнивающий контур, который присоединяется к существующему контуру заземления.

Несущая конструкция блока (каркас) унифицирована для всех исполнений блоков с выключателем. Кроме выключателя, в блоках устанавливаются другие аппараты: разъединители, трансформаторы тока и напряжения, опорные изоляторы, аппаратура высокочастотной связи. В зависимости от главной схемы электрических соединений и функционального назначения применяются следующие блоки:

- блок линии;
- блок ввода;
- блок шинных аппаратов;
- блок опорных изоляторов;
- блок разъединителя;
- блок трансформаторов собственных нужд;
- блок кабельных муфт.

В зависимости от наличия в блоке высоковольтных аппаратов в блок применяются различные схемы вспомогательных цепей.

Металлоконструкции блоков имеют общее принципиальное решение, обеспечивающее их унификацию по размерам, применяемым материалам, способу крепления на фундаменты.

Выбранное высоковольтное оборудование удовлетворяет по параметрам следующим условиям:

- максимального длительного тока в нормальных, послеаварийных и ремонтных режимах, с учетом перегрузочной способности оборудования;

- номинального напряжения;
- отключающей способности оборудования;
- термической и электродинамической стойкости к токам короткого замыкания;

Выбор выключателей производится по напряжению места установки и длительному наибольшему току.

Проверяются выключатели:

На возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания (КЗ):

$$i_{a\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100 \geq i_{\text{ат}} \quad (32)$$

где  $i_{a\text{ном}}$  – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени отключения выключателя и времени срабатывания основной защиты;

$\beta_{\text{норм}}$  – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ.

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}} \quad \text{или} \quad i_{\text{эл.дин.ст.}} \geq i_{\text{уд}},$$

где  $i_{\text{эл.дин.ст.}}$  – каталожное значение электродинамической стойкости выключателя.

Выключатель проверяется на термическую стойкость.

Тепловой импульс от тока КЗ определяется:

$$W_K = I_{\text{ПО}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{с.в}} + t_{\text{рз}} + T_a) \quad (33)$$

где  $t_{\text{собс.}}$  - собственное время отключения выключателя;

$t_{рз}$  – степень селективности РЗ;

$T_a$  – аperiodическая составляющая времени КЗ.

Условие проверки выключателя на термическую стойкость:

$$I_{терм.}^2 \cdot t_{откл.} \geq Bk \quad (34)$$

где  $I_{терм.}$  – каталожное значение тока термической стойкости в течение определённого времени  $t_{терм.}$

Проверка по отключающей способности.

$$i_{откл} = \sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат} \quad (35)$$

$$i_{откл.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{ном}}{100}\right) \quad (36)$$

$$i_{откл.ном} \geq i_{откл}$$

Выбор разъединителей и заземлителей производят по наибольшему рабочему току и напряжению установки аппарата. Проверяют по термической стойкости и электродинамической стойкости.

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [5].

Трансформаторы тока выбирают [17]:

- по напряжению установки:

$$U_{ном.} \geq U_{ном.сет};$$

- по току (номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей);

- по конструкции и классу точности;

- по электродинамической стойкости:

$$i_{эл.дин.ст.} \geq i_{уд} ;$$

- по термической стойкости:

$$I_{терм.}^2 \cdot t_{откл.} \geq Bk \quad (37)$$

- по вторичной нагрузке:

$$Z_{ном} \geq Z_2 .$$

Вторичная нагрузка состоит из сопротивлений приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов.

$$Z_2 = R_{приб} + R_{конт} + R_{пр} \quad (38)$$

где  $R_{приб}$  - сопротивление приборов;

$R_{конт}$  - сопротивление контактов;

$R_{пр}$  - сопротивление соединительных проводов.

Трансформаторы напряжения выбираются [17]:

- по напряжению установки;

- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{ном} \geq S_2$$

Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность в выбранном классе точности, то устанавливают второй трансформатор напряжения и часть приборов присоединяют к нему.

Сечение проводов в цепях трансформаторов напряжения определяется по допустимой потере напряжения. Согласно ПУЭ, потеря напряжения от трансформаторов напряжения до расчетных счетчиков.

Ошиновка распределительных устройств выбрана по максимальному длительному току присоединений, по стойкости к токам трехфазного короткого замыкания, механической прочности опорных конструкций при наименьших расстояниях от токоведущих частей до различных элементов распределительных устройств. Ошиновка не подлежит проверке по экономической плотности тока.

При выборе оборудования и ошиновки учтены нормальные эксплуатационные, послеаварийные и ремонтные режимы, а так же перегрузочная способность оборудования. Схема электрическая принципиальная подстанции с учетом выбранного оборудования и ошиновки приведена в графической части проекта.

Прокладка кабелей по территории подстанции, осуществляется в наземных кабельных лотках.

Как говорилось ранее, в ходе замены силовых трансформаторов Т-1 и Т-2, а также масляного выключателя в цепи Т-1, нет необходимости в замене силового оборудования на ПС «Тунгала». Тем не менее, в связи с изменением нагрузки, а вследствие и с изменением параметров аварийных режимов,

необходимо осуществить проверку установленного силового оборудования на подстанции и убедиться в его надежности.

### 3.1 Проверка выключателей

Условия выбора и проверки выключателей приведены выше. Расчётные данные для проверки правильности выбора выключателей берутся из предыдущих пунктов дипломного проекта. Подробный расчет данных приведен для проверки выключателя на высокой стороне, для стороны 35 кВ и 10 кВ расчет аналогичен. На ПС «Тунгала» на стороне 220 кВ установлен выключатель: HGF-1014, на стороне 35 кВ: выключатель С-35М-630–10 ВУ1, на стороне 10 кВ: выключатель ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10

Проверка выключателя 220 кВ по термической устойчивости

$$B_K = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_{А1}); \quad (39)$$

$$B_K = 10,24^2 \cdot (2,05 + 0,04) = 219,15 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{HK} = I_T^2 \cdot t_T; \quad (40)$$

$$B_{HK} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $t$ :

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл}, \quad (41)$$

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

$$\beta_H = 40\%;$$

$I_{\text{откл.ном}}$  – номинальный ток отключения.

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40 = 22,62 \text{ кА}.$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $t$ :

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а1}}}}; \quad (42)$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 10,24 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,04}} = 4,7 \text{ кА};$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{номотк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right); \quad (43)$$

$$\sqrt{2} \cdot 10,24 + 4,7 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{0,4}{100}\right);$$

$$19,1 \leq 56,79 \text{ кА}.$$

Условия выбора и проверки сводятся к тому, что значения параметров выключателя и разъединителя должны быть больше значений, полученных при расчете. Сопоставление расчетных и каталожных данных приведены в таблице 4.

Таблица 3 – Условия выбора и проверки выключателей

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
<b>Выключатели 220 кВ</b>		
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P = 220 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$

Продолжение таблицы 3

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{p\max} = 451 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\max}$
$i_{скв} = 55 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,085 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 4700 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 211,13 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 3,81 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{пт} = 3,8 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 22,31 \text{ кА}$	$i_{ат} = 5,38 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
<b>Выключатели 35 кВ</b>		
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P = 35 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{p\max} = 198,3 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\max}$
$i_{скв} = 48 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6,954 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 903 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 54,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 10 \text{ кА}$	$I_{по} = 3,028 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 10 \text{ кА}$	$I_{пт} = 3,02 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 13,4 \text{ кА}$	$i_{ат} = 4,282 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
<b>Выключатели 10 кВ</b>		
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 1600 \text{ А}$	$I_{p\max} = 141,2 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\max}$
$i_{скв} = 40 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6,948 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 730 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 47,32 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 3,038 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 3,038 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 11,2 \text{ кА}$	$i_{ат} = 4,283 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Все выключатели удовлетворяют условиям проверки.

### 3.2 Проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ.

На стороне 220 кВ установлен РЛНД –220/1250 УХЛ1. На стороне 35 и 10 кВ роль разъединителей выполняют выкатанные тележки выключателей установленных на ЗРУ и КРУН.

Таблица 4 – Проверка разъединителя РЛНД –220/1250 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1250 \text{ А}$	$I_P = 253 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{ДИН} = 51 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 25,14 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq I_{ДИН}$
$I_{Терм}^2 \cdot t_{Терм} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 219,15 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_{Терм}^2 \cdot t_{Терм}$

Выбранные разъединители удовлетворяют условиям проверки.

### 4.3 Проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи.

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту).

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу

точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Вторичные обмотки, предназначенные для релейной защиты, имеют класс точности 10Р. Все ТТ выбираются по номинальному току, напряжению установки и проверяются на термическую и динамическую устойчивость. Номинальные параметры вторичных обмоток ТТ, используемых для включения РЗ, также обосновываются расчетом на допустимую погрешность в условиях КЗ с учетом фактической нагрузки.

Таблица 5 - Технические данные ТТ ввода РУ 220 кВ.

№	Наименование параметра	Обозначение параметра	Тип (величина)
1	Используемый коэффициент трансформации	$K_{ТТ}$	1000/5
2	Количество обмоток	-	3
3	Тип обмоток	-	0,5/10Р/10Р
4	Кол-во фаз	-	3
5	Номинальная мощность одной обмотки	$S_{НОМ}$	20/40/40ВА

В соответствии со схемой распределения устройств РЗА по трансформаторам тока к защитной обмотке подключены следующие элементы:

Таблица 6 – Основные элементы, подключенные к обмоткам РЗА ТТ 220 кВ.

№	Элементы	Характеристика
Обмотка ТАа 10Р		
1	Кабель	КВВГнг-LS, 7х2,5мм <sup>2</sup> , (30*2)м
2	Микропроцессорный терминал защиты	0,5 ВА

Продолжение таблицы 7

№	Элементы	Характеристика
---	----------	----------------

Обмотка ТАб 10Р		
1	Кабель	КВВГнг-LS, 7x2,5мм <sup>2</sup> , (30*2)м
2	Микропроцессорный терминал защиты	0,5 ВА
№	Элементы	Характеристика
Обмотка ТАс 10Р		
1	Кабель	КВВГнг-LS, 7x2,5мм <sup>2</sup> , (30*2)м
2	Микропроцессорный терминал защиты	0,5 ВА

Сопротивление проводов, подключенных к обмотке трансформатора тока ТАа 10Р.

$$R_{\text{пр}} = \rho_{\text{Cu}} l_{\text{каб}} / S_{\text{каб}} \quad (44)$$

$$R_{\text{пр}} = 0,016760 / 2,5 = 0,4008 \text{ Ом}$$

Сопротивление приборов, подключенных к обмотке ТТ ТАа 10Р:

$$R_{\text{приб}} = S_{\text{ном}} / I_{\text{ном}}^2 \quad (45)$$

$$R_{\text{приб}} = 0,1 / 5^2 = 0,02 \text{ Ом}$$

Суммарное сопротивление контактов, подключенных к обмотке ТТ ТАа 10Р:

$$R_{\text{конт}} = n \cdot R_{\text{к}} \quad (46)$$

$$R_{\text{конт}} = 10 \cdot 0,001 = 0,01 \text{ Ом}$$

Величина общего сопротивления, подключенного к обмотке трансформатора тока ТТ ТАа 10Р:

$$R_{\text{общ}} = R_{\text{каб}} + R_{\text{приб}} + R_{\text{конт}} \quad (47)$$

$$R_{\text{общ}} = 0,4008 + 0,02 + 0,01 = 0,4308 \text{ Ом}$$

Переведем в мощность вторичных обмоток:

$$S_{\text{общ}} = R_{\text{общ}} \cdot I_{\text{ном}}^2 \quad (48)$$

$$S_{\text{общ}} = 0,4308 \cdot 25 = 10,77 \text{ ВА} \leq 30 \text{ ВА}$$

Если принять, что  $R_{\text{общ}} \approx Z_{\text{общ}}$  (что идет в запас), то можно сделать вывод, что поскольку  $S_{\text{общ}}$  много меньше  $S_{\text{ном}}$ , то трансформатор тока даже в режиме с максимальным током короткого замыкания будет работать в области, далекой от точки насыщения, что соответствует условиям надежной работы релейной защиты.

Таблица 7 - Сравнение каталожных и расчетных данных ТТ 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 253 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,9 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 25,14 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$B_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 219,15 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_T \geq B_K$

Как видно из результатов ТТ соответствует данным условиям и проходит проверку.

### 3.4 Проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения

приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Выбор трансформатора напряжения осуществляется по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2ном} = S_2,$$

где  $S_{2ном}$  – номинальная мощность в выбранном классе точности, при этом следует иметь в виду, что для однофазных трансформаторов напряжения, соединенных в звезду, следует взять суммарную мощность всех трех фаз (по каталогу);

$S_2$  – нагрузка всех измерительных приборов, присоединенных к трансформатору напряжения.

Второе условие говорит о том, что нагрузка, подключаемая к вторичным обмоткам не должна превышать их номинальную мощность.

Определим вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты занесем в таблицу 9.

Таблица 8- Расчет по определению мощности вторичных обмоток ТН с учетом резервирования.

Наименование элементов нагрузки	Основная вторичная обмотка ТН (Y)	Дополнительная вторичная обмотка ТН (Y)	Дополнительная вторичная обмотка (раз.тр.)
	Снагрузки на фазу, ВА	Снагрузки на фазу, ВА	Снагрузки на 3U <sub>0</sub> , ВА
Трансформаторы напряжения 220 кВ			
Шкаф микропроцессорной	0,5x2=1,0		1x2=2,0

резервной защиты, автоматики трансформатора			
Шкаф микропроцессорной защиты линий 220 кВ и СВ-220	0,5x4=2,0		1x4=4,0
Счетчик микропроцессорный		1,2x3=3,6	
Вольтметр	0,5x2=1,0		
Цифровые преобразователи АСУ ТП	0,5x5=2,5		

$$S_{\text{нф.мах3Р}} = 1+2,0+1+2,5= 6,5 \text{ ВА}$$

Для работы в нормальном режиме в классе точности 3Р номинальная мощность вторичной обмотки должна быть не менее 10 ВА (с учетом резервирования).

$$S_{\text{нф.мах3Р доп}} = 3,6 \text{ ВА}$$

$$S_{\text{нф.мах3U}_0} = 2 + 4 = 6 \text{ ВА}$$

Для работы в нормальном режиме в классе точности 10Р номинальная мощность вторичной обмотки «разомкнутый треугольник» должна быть не менее 10 ВА (с учетом резервирования).

Расчет произведен с условием применения микропроцессорной техники.

На стороне 220 кВ установлены измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИ-220 УХЛ1.(Н-трансформатор напряжения, А-

антирезонансный, М-охлаждение - естественная циркуляция воздуха и масла, И – для контроля изоляции сети, 220 – номинальное напряжение, УХЛ1 – климатическое исполнение и категория размещения) [3].

Основные технические характеристики трансформаторов напряжения, устанавливаемых на шинах 220 кВ приведены в таблице 10.

Таблица 9 – Основные технические характеристики ТН 35 кВ.

Наименование	Значение
1	2
Тип	НАМИ-220
Напряжение первичной обмотки, кВ	$220/\sqrt{3}$
Напряжение вторичной обмотки, кВ №1, №2, №3	$0,1/\sqrt{3}$ , 0,1
Номинальная трехфазная мощность, В·А, основной вторичной обмотки при измерении междуфазных напряжений при симметричной нагрузке на вводах ab, bc и ca в классе точности 0,5	360
Номинальная трехфазная мощность, В·А, основной вторичной обмотки при измерении междуфазных напряжений при симметричной	500

Продолжение таблицы 10

Наименование	Значение
Номинальная трехфазная мощность, В·А, основной вторичной обмотки при измерении междуфазных напряжений при симметричной нагрузке на вводах ab, bc и ca в классе точности 1,0	500
Номинальная трехфазная мощность, В·А, основной вторичной обмотки при измерении междуфазных напряжений при симметричной	1200

нагрузке на вводах ab, bc и ca в классе точности 3,0	
Номинальная мощность дополнительной вторичной обмотки, В·А в классе точности 3,0	80
Номинальная частота, Гц	50
Рабочий диапазон температур окружающего воздуха, °С	от минус 5 до плюс 40

Результаты проверки трансформатора напряжения показаны в таблице 11.

Таблица 10 – Проверка трансформатора напряжения на стороне 220 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условие выбора	
$P_2 = 49,2 \text{ Вт}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$220 \geq 220 \text{ кВ}$
	$P_{2\text{ном}} = 360 \text{ Вт}$	$P_{2\text{ном}} \geq P_2$	$360 \geq 49,2 \text{ Вт}$

Для защиты трансформаторов напряжения применяем высоковольтные предохранители ПKN 001-35 У3 (П - предохранитель; К — с кварцевым наполнителем; Н — для трансформаторов напряжения; 0 — однополюсный, без цоколя и без указателя срабатывания; 01 — конструктивное исполнение контакта; 10 — номинальное напряжение в киловольтах; У — климатическое исполнение; 3 — категория размещения) [3].

### 3.5 Система собственных нужд подстанции

Приемниками собственных нужд являются оперативные цепи, электродвигатели систем охлаждения трансформаторов, освещение, электроотопление помещений, электрообогрев коммутационной аппаратуры высокого напряжения и шкафов, установленных на открытом воздухе, двигатели заводки приводов выключателей 220 кВ, разъединителей 220 кВ, связь и сигнализация. Трансформаторы собственных нужд устанавливаются открыто, на территории подстанции. Щит СН-0,4кВ размещается в помещении

ОПУ. На территории открытых распределительных устройств ПС кабели 0,4 кВ прокладываются в заглубленных сборных железобетонных лотках, частично в металлических коробах и асбесто-цементных трубах, с отдельной прокладкой силовых, контрольных и взаиморезервируемых кабелей, с учетом требований по защите вторичных цепей от импульсных помех. При этом кабели принимаются с изоляцией, не распространяющей горение. Сечение прокладываемых кабелей выбирается по допустимой нагрузке, проверяется по условию допустимого падения напряжения и удовлетворяет требованиям устойчивости к возгоранию. В данный проект разработка системы собственных нужд не входит, и поэтому будет рассмотрена ориентировочно, для проверки существующего оборудования.

### 3.5.1 Проверка трансформаторов собственных нужд

Мощность трансформатора собственных нужд определяем суммированием мощностей всех потребителей, подключенных к шинам 380/220 В.

Для каждого потребителя требуемые активная и реактивная мощности определяются по формулам:

$$P_{расч} = P_y \cdot \alpha, \text{ кВт} \tag{49}$$

$$Q_{расч} = P_{расч} \cdot \text{tg}\varphi \tag{50}$$

Сведения по установленной мощности потребителей собственных нужд приведены в таблице 12.

Таблица – 11 Расчетная ориентировочная мощность потребителей собственных нужд 380/220 В.

Наименование	Установленная	cos	tgφ	Расчетная нагрузка на трансформатор
--------------	---------------	-----	-----	-------------------------------------

потребителей	мощность $P_u$ , кВт	$\varphi$		Коэф. спроса, $\alpha$	Активная $P_p = P \cdot \alpha$ , кВт	Реактивная $Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi$ , кВАр
1	2	3	4	5	6	7
Рабочее освещение	24	0,8	0,75	0,7	16,8	-
Моторные нагрузки вентиляция ЗРУ и КРУН 35	2	0,8	0,75	0,7	1,2	0,9
Обдув трансформатора	6	0,8	0,75	1	3,6	2,7
Приводные механизмы РПН трансформатора	2,2	0,8	0,75	0,8	1,1	0,825
Приводы разъединителей и заземлителей	16,5	0,8 5	0,75	0,7	6,6	4,95
Отопление здания ЗРУ,	70	1	0	0,7	49	-

Продолжение таблицы 12

Наименование потребителей	Установленная мощность $P_u$ , кВт	$\cos$ $\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	Расчетная нагрузка на трансформатор		
				Коэф. спроса, $\alpha$	Активная $P_p = P \cdot \alpha$ ,	Реактив ная
1	2	3	4	5	6	7

Обогрев приводов разъединителя	12	1	0	0,5	6	-
	2	3	4	5	6	7
ЗВУ	20.8	0,87	0,5	0,7	16.64	9,48
Сварочная сеть	10	0,7	1,0	1	10	10,2
Итого					110,94	29.055
Суммарная мощность S кВА					114.7	

Расчетная мощность электроприемников собственных нужд:

$$S_{расч} = \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2} \quad (51)$$

$$S_{расч} = \sqrt{110.94^2 + 29.05^2} = 114.7 \text{ кВА}$$

Установленные на ПС «Тунгала» трансформаторы ТМ-160/10/0.4 кВ, на каждую секцию шин 10кВ, удовлетворяют требуемой нагрузке собственных нужд. Каждый трансформатор собственных нужд присоединён одним трехжильным кабелем АПВнг 3х50-10 к ячейке 10 кВ с плавким предохранителем.

Характеристики трансформатора:

- номинальное напряжение обмотки ВН:  $U_{ВН} = 10 \text{ кВ}$
- номинальное напряжение обмотки НН:  $U_{НН} = 0,4 \text{ кВ}$
- потери мощности короткого замыкания:  $P_{кз} = 2,65 \text{ кВт}$
- напряжение короткого замыкания:  $U_{к} = 4,5$
- схема и группа соединения обмоток:  $Y/Y_0-11$ .

### 3.6 Проверка ВЧЗ

Высокочастотные заградители предназначены для врезки в линейные провода высоковольтных линий электропередач в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ

на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора. ВЧ заградители устанавливаются на фундаментах либо подвешиваются на линейных порталах.

Проверку ВЧ- заградителей производим по номинальным и ударным токам.

- 1)  $U_{\text{ном}} = U_{\text{сети}}$ ,
- 2)  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. расч.}}$ ,
- 3)  $i_{\text{пред.скв}} \geq i_{\text{уд}}$
- 4)  $I_{\text{терм. ном}}^2 \cdot t_{\text{терм. ном}} \geq B_{\text{к}}$

На ВЛ 220 кВ установлен высокочастотный заградитель типа ВЗ-630-0,5У1. На линиях 35 кВ установлен аналогичные ВЧЗ.

Значения  $I_{\text{макс}}$  и  $B_{\text{к}}$  берем те же что и для выключателей.

Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН и СН для проверки представлены в таблицах 13, 14 соответственно.

Таблица 12 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{Н}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{рМАХ}} = 253 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{Н}}$

Таблица 13 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$i_{\text{пред.скв}} = 41 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 25,14 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 675 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 219,15 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$

Таблица 14 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 191,1 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{пред.скв} = 41 \text{ кА}$	$i_{уд} = 7,87 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 675 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 538 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

### 3.7 Измерения и учет

Измерения на ПС снимаются в следующем объеме:

- Измерение напряжение напряжения на шинах 220 кВ (цифровой вольтметр ЕВ-3020);
- Измерение напряжения на шинах 35кВ (цифровой вольтметр ЕВ-3020);
- Измерение тока на вводах 220 кВ (цифровой амперметр типа N12P; «Сириус-Т»; «Сириус-УВ»);
- Измерение тока на вводе 220 и 35 кВ (анализаторы параметров типа N10А);
- Измерение тока на линиях 35кВ (анализаторы параметров типа N10А);
- Измерение тока на секционных выключателях 220, 35 и 10кВ;
- амперметры типа N12P.

Учет электроэнергии предусмотрен на вводах 220кВ и линиях 35 кВ, на вводах 35 и на линиях 35кВ - на счетчиках типа «МЕРКУРИЙ-230».

Пределы допускаемой основной относительной погрешности счетчиков при измерении активной энергии соответствуют классу точности 1,0 согласно ГОСТ Р 52322-2005 или классу 0,5S согласно ГОСТ Р 52323-2005. Пределы допускаемой основной относительной погрешности счетчиков при измерении реактивной энергии соответствуют классу точности 1 или 2 согласно ГОСТ Р 52425-2005.

Счетчик предназначен для работы в закрытом помещении. По условиям эксплуатации относится к группе 4 ГОСТ 22261-94 с диапазоном рабочих температур от минус 40 до плюс 55°С.

Таблица 15 - Технические характеристики счетчиков Меркурий-230:

Номинальное значение тока (I <sub>ном</sub> ) для счетчика трансформаторного включения.	5А
Максимальное значение тока (I <sub>макс</sub> );	7,5А или 60А или 100А
Номинальное значение фазного напряжения (U <sub>ном</sub> );	57,7В или 230В
Установленный рабочий диапазон напряжения;	от 0,9 до 1,1 U <sub>ном</sub>
Расширенный рабочий диапазон напряжения	0,8 до 1,15 U <sub>ном</sub> ;
Предельный рабочий диапазон напряжения;	от 0 до 1,15 U <sub>ном</sub>
Частота сети.	50 Гц

Постоянная счетчика и стартовый ток, при котором счетчик начинает регистрировать энергию приведены в таблице 16.

Таблица 16 - Постоянная счетчика и стартовый ток

Модификации счетчика (0X)	Постоянная счетчика, имп/(КВт*ч), имп(квар*ч)		Стартовый ток, А	Время, мин
	в режиме телеметрии (А)	в режиме поверки (В)		
00	5000	160000	0,005	1,74
01	1000	32000	0,020	0,36

Продолжение таблицы 16

Модификации счетчика (0X)	Постоянная счетчика, имп/(КВт*ч), имп(квар*ч)		Стартовый ток, А	Время, мин
	в режиме телеметрии (А)	в режиме поверки (В)		
02	500	16000	0,040	0,44
03	1000	160000	0,005	0,44

Центральная сигнализация на ПС выполнена на микропроцессорном устройстве «Сириус-ЦС». Аппаратура размещается в шкафу ЦС типа ШЭРА-ЦС-1001 производства ЗАО "Радиус-Автоматика". Сигналы передаются на панель телемеханики и далее на диспетчерский пункт.

Для предотвращения ошибочных действий обслуживающего персонала при оперативных переключениях на подстанции предусмотрена электромагнитная блокировка разъединителей ОРУ-220 кВ с двигательными приводами и ячейками PASS MO.

### **3.8 Проверка ограничителей перенапряжения**

Для ограничения перенапряжений на РУ применяют ОПН, назначение которых является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

На стороне ВН трансформаторов установлен ограничитель перенапряжения типа ОПН – 220/86/10/550 УХЛ1 с классом напряжения 220кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Основные характеристики ОПН

Клас с напряжени я сети, кВ	Номи нальное напряжение ОПН, кВ	Наиболь шее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номина льный разрядный ток, кА	Взрывобезо пасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
220	220	230	10	40

Проверка выбора по поглощающей ограничителем энергии:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot C}, \quad (52)$$

где  $\beta$  – коэффициент затухания ( $\beta = 0,91$ );

$C$  – скорость света.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 3 \cdot 10^8} = 0,9 \text{ мкс.}$$

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (53)$$

где  $U_0$  – напряжение волны перенапряжения. ( $U_0 = 900$ );

$l$  – длина защищаемого подхода;

$k$  – коэффициент полярности.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 900} = 661,8 \text{ кВ.}$$

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{Z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (54)$$

где  $U_{ост}$  – остающееся напряжение на ограничителе ( $U_{ост} = 152$ );

$Z$  – волновое сопротивление линии ( $Z=470$ ).

$$\mathcal{E} = \frac{661,8-152}{470} \cdot 152 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 1 = 297 \text{ кДж}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (55)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{297}{220} = 1,34 \text{ кДж / кВ}.$$

Удельная энергоёмкость ОПН – 220/86/10/550 УХЛ1 равна 2 кДж / кВ .

На стороне СН трансформаторов установлен ограничитель перенапряжения типа ОПН – 35/12/10/400 УХЛ1 с классом напряжения 35 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 16.

Таблица 18 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
35	35	37	10	32

На стороне НН трансформаторов установлен ограничитель перенапряжения типа ОПН – 10/12/10/400 УХЛ1 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 17.

Таблица 19 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
10	10	11,5	10	24

Все установленные устройства ОПН проходят необходимые проверки и в замене не нуждаются.

### 3.9 Проверка шинных конструкций

Основное электрическое оборудование ПС и аппараты в основных электрических цепях соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами марки АС.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

-по длительно допустимому

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.утяж}}, \quad (56)$$

где  $I_{\text{раб.утяж}}$  - расчетный ток утяжеленного режима для электроустановки;

$I_{\text{доп}}$  - допустимый ток для шины выбранного сечения.

$$I_{\text{раб.утяж}} = 1,4 \cdot I_{\text{max}}, \quad (57)$$

-по термической стойкости

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (58)$$

где  $q_{\min}$  – минимальное сечение провода,  
 $C$  – коэффициент, рассчитывается по формуле:

$$C = \sqrt{A_k - A_n} = const, \quad (59)$$

Можно принять:

-для алюминиевых шин и кабелей –  $C = 91$  [7];

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 330 кВ – 8 м; 220 кВ – 7 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание.

При проверке шин на термическую стойкость находят температуру нагрева шины токами короткого замыкания и сравнивают ее с кратковременно допускаемой температурой нагрева токами короткого замыкания:

$$Q_{к.расч} \leq Q_{к.доп}, \quad (60)$$

Установлены нормами следующие кратковременные допускаемые температуры нагрева проводников токами короткого замыкания:

- голые медные шины -  $Q_{к.доп} = 300$  °С;
- голые алюминиевые шины -  $Q_{к.доп} = 200$  °С;
- голые стальные шины -  $Q_{к.доп} = 400$  °С;

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода начало отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу, Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса, чем больше длительность протекания и ток КЗ.

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах.

На стороне высокого напряжения установлены гибкие шины, выполненные проводом марки АС - 300/39, допустимый ток которых  $I_{доп} = 605$  А, радиус провода  $r_0 = 1,08$  см. Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами  $D = 700$  см.

Проверка шин на схлестывание не производится, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА. Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{доп} = 605 \text{ А}$$

$$I_{раб.утяж} = 1,4 \cdot 240 = 336 \text{ А}$$

$$605 \geq 336$$

Проверка по условию короны (необходима для гибких проводников ОРУ при напряжении 110 кВ и выше):

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \tag{61}$$

где  $E_0$  – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование (кВ/см);

$E$  – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \tag{62}$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода  
(для многопроволочных проводов  $m=0,82$ );

$r_0$  – радиус провода, см.

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (63)$$

где  $U$  – линейное напряжение, кВ;

$D_{cp}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (64)$$

где  $D$  – расстояние между соседними фазами, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 31,995 \text{ кВ/см.}$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 700 = 882 \text{ см}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,08 \cdot \lg \frac{882}{1,08}} = 24,763 \text{ кВ/см.}$$

Условие проверки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0,$$

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 24,763 = 26,496 \text{ кВ/см,}$$

$$0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 31,995 = 28,795 \text{ кВ/см,}$$

$$26,496 \leq 28,795$$

Установленный провод проходит по условию проверки на нагрев и по условию короны.

## 4 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

Основным назначением релейной защиты является выявление места возникновения КЗ и быстрое автоматическое отключение поврежденного оборудования или участка сети от остальной неповрежденной части электрической установки или электрической сети, а также выявление нарушения нормальных режимов оборудования и подача предупредительных сигналов обслуживающему персоналу или отключение оборудования с выдержкой времени. К релейной защите предъявляются следующие требования:

- селективность;
- быстродействие;
- чувствительность;
- надежность.

Проектирование релейной защиты представляет собой сложный процесс выработки и принятия решений по выбору принципов выполнения релейной защиты. Также решаются вопросы эффективного функционирования устройств релейной защиты и автоматики всех элементов защищаемой схемы, начиная с выбора видов и расчёта уставок проектируемых устройств и заканчивая правильным их подключением к цепям оперативного тока.

### 4.1 Выбор устройств релейной защиты

В соответствии с ПУЭ [7], для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

Защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях, если в сети возможны качания или асинхронный ход, при

которых вероятны излишние срабатывания защиты. Допускается выполнение защиты без блокирующих устройств, если она отстроена от качаний по времени (около 1,5-2 с).

Для линий напряжением 110-220 кВ вопрос о типе основной защиты, в том числе о необходимости применения защиты, действующей без замедления при КЗ в любой точке защищаемого участка, должен решаться в первую очередь с учетом требования сохранения устойчивости работы энергосистемы. При этом, если по расчетам устойчивости работы энергосистемы не предъявляются другие, более жесткие требования, может быть принято, что указанное требование, как правило, удовлетворяется, когда трехфазные КЗ, при которых остаточное напряжение на шинах электростанций и подстанций ниже  $0,6-0,7 U_{ном}$ , отключаются без выдержки времени. Меньшее значение остаточного напряжения ( $0,6 U_{ном}$ ) может быть допущено для линий 110 кВ, менее ответственных линий 220 кВ (в сильно разветвленных сетях, где питание потребителей надежно обеспечивается с нескольких сторон), а также для более ответственных линий 220 кВ в случаях, когда рассматриваемое КЗ не приводит к значительному сбросу нагрузки.

При выборе типа защит, устанавливаемых на линиях 110-220 кВ, кроме требования сохранения устойчивости работы энергосистемы должно быть учтено следующее:

1. На линиях 110 кВ и выше, отходящих от АЭС, а также на всех элементах прилегающей сети, на которых при многофазных КЗ остаточное напряжение прямой последовательности на стороне высшего напряжения блоков АЭС может снижаться более чем до 0,45 номинального, следует обеспечивать резервирование быстродействующих защит с выдержкой времени, не превышающей 1,5 с с учетом действия УРОВ.

2. Повреждения, отключение которых с выдержкой времени может привести к нарушению работы ответственных потребителей, должны

отключаться без выдержки времени (например, повреждения, при которых остаточное напряжение на шинах электростанций и подстанций будет ниже  $0,6 U_{ном}$ , если отключение их с выдержкой времени может привести к саморазгрузке вследствие лавины напряжения, или повреждения с остаточным напряжением  $0,6 U_{ном}$  и более, если отключение их с выдержкой времени может привести к нарушению технологии).

3. При необходимости осуществления быстродействующего АПВ на линии должна быть установлена быстродействующая защита, обеспечивающая отключение поврежденной линии без выдержки времени с обеих сторон.

4. При отключении с выдержкой времени повреждений с токами, в несколько раз превосходящими номинальный, возможен недопустимый перегрев проводников.

Допускается применение быстродействующих защит в сложных сетях и при отсутствии изложенных выше условий, если это необходимо для обеспечения селективности.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. Если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или скорости отключения повреждения, например на головных участках, или если это целесообразно по условию согласования защит смежных участков с защитой рассматриваемого участка, должна быть предусмотрена ступенчатая дистанционная защита. В последнем случае в качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита должна быть установлена, как правило, только с тех сторон, откуда может быть подано питание.

Для линий, состоящих из нескольких последовательных участков, с целью упрощения допускается использование неселективных ступенчатых защит тока и напряжения (от многофазных замыканий) и ступенчатых токовых защит нулевой последовательности (от замыканий на землю) в сочетании с устройствами поочередного АПВ.

На одиночных линиях, имеющих питание с двух или более сторон (последнее — на линиях с ответвлениями), как при наличии, так и при отсутствии обходных связей, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, от многофазных замыканий должна быть применена дистанционная защита (преимущественно трехступенчатая), используемая в качестве резервной или основной (последнее — только на линиях 110-220 кВ).

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени. В отдельных случаях допускается использовать токовую отсечку для действия при ошибочном включении на трехфазную короткую в месте установки защиты, когда токовая отсечка, выполненная для действия в других режимах, не удовлетворяет требованию чувствительности.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности.

Для защиты от многофазных замыканий в обмотках и на выводах трансформаторов мощностью 6300 кВА и выше, работающих одиночно, мощностью 4000 кВА и выше, работающих параллельно, а также мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности, максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с и отсутствует газовая защита, предусматривается продольная дифференциальная защита с циркулирующими токами, действующая на отключение выключателей силового трансформатора без выдержки времени.

Особенностью дифзащиты трансформаторов по сравнению с дифзащитой генераторов, линий и т. л. является неравенство первичных токов разных обмоток трансформатора и их несовпадение в общем случае по фазе.

Для компенсации сдвига токов по фазе вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных со стороны звезды силового трансформатора, соединяют в треугольник, а вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных со стороны треугольника силового трансформатора, — в звезду. Компенсация неравенства первичных токов достигается правильным подбором коэффициентов трансформации трансформаторов тока .

Исходя из требований и необходимых комплектов защит, которые необходимо установить на защищаемую линию и трансформатор, целесообразно принять к установке два шкафа фирмы ЭКРА. Шкаф с комплектом ступенчатых защит КСЗ и АУВ – ШЭ2607 011 и шкаф с основной защитой линии – ВЧБ, ШЭ2607 085.

Для защиты линии 220 кВ используется шкаф типа ШЭ2607 011 содержит один комплект.

- пять ступеней дистанционной защиты (ДЗ) от междуфазных замыканий с блокировкой при качаниях
- ступень ДЗ от земляных замыканий,
- шесть ступеней токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП);
- токовая отсечка (ТО);
- АРПТ;
- УРОВ (не используется в схеме для двух выключателей на присоединение);

Шкаф типа ШЭ2607 085 предназначен для защиты двухконцевых или многоконцевых линий электропередачи напряжением 110 – 330 кВ. Шкаф

содержит: основную высокочастотную защиту линии. Выбирается одна из защит:

- ДФЗ,
- направленная ВЧ защита линии обратной последовательности (НВЧЗ);
- направленная ВЧ защита нулевой последовательности (ВЧБ); комплект ступенчатых защит (КСЗ):
- пять ступеней ДЗ от междуфазных замыканий,
- ступень от земляных замыканий, - шесть ступеней ТНЗНП;
- ТО;
- УРОВ;
- МТЗ;
- АРПТ;
- ЗНФР.
- Защита содержит релейную и высокочастотную части. Релейная часть защиты выполнена на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704V085. Программное обеспечение предназначено для использования терминала в качестве основной быстродействующей или резервной защиты на двухконцевых линиях напряжением 110 – 220 кВ, оборудованных устройствами ТАПВ, при всех видах КЗ.

Имеется возможность использования защиты на линиях с тяговой нагрузкой, линиях с ответвлениями и линиях, оборудованных ОАПВ. В состав высокочастотной части входят: приемопередатчик, обеспечивающий передачу ВЧ сигналов по линии, и аппаратура автоматического контроля канала связи. Шкаф предназначен для совместной работы с ВЧ приемопередатчиком типа: ПВЗУ, ПВЗУ-Е, ПВЗУ-Е (ВОЛС), ПВЗУ-М, ПВЗ-90М, ПВЗ-90М1, ПВЗ, АВЗК-80, АВАНТ. Предприятием поставляется только релейная часть защиты – шкаф типа ШЭ2607 085, на котором предусмотрено место для установки высокочастотного приемопередатчика и проложены провода для

присоединения его к схеме защиты. Каждый шкаф выполнен по индивидуальной карте заказа. Высокочастотная аппаратура поставляется предприятием-изготовителем отдельно от релейной части шкафа. Сведения, необходимые для изучения, регулирования и эксплуатации высокочастотной аппаратуры, содержатся в соответствующей технической документации её предприятий-изготовителей.

Все описанные шкафы дублируются для обеспечения надежности срабатывания защит.

## 5 РАСЧЕТЫ УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ПС 220/35/10 КВ «ТУНГАЛА»

Подробный расчет произведен с помощью ПК MathCAD 15 и предоставлен в Приложении А.

Шкаф ШЭ2607011, БЭ2704011 (КСЗ+АУВ)

### 5.1 Уставки срабатывания АУВ и АПВ

Таблица 20 - Уставки АУВ и АПВ

№	Наименование	Значение
1	Напряжение срабатывания ПО максимального напряжения шин, В (60...100)	80
2	Напряжение срабатывания ПО минимального напряжения шин, В (10...80)	40
3	Напряжение срабатывания ПО максимального напряжения от ШОН, В (60...100)	80
4	Напряжение срабатывания ПО минимального напряжения от ШОН, В (10...80)	40
5	Разность напряжений ИО контроля синхронизма, В (5...50)	44
6	Угол между напряжениями ИО контроля синхронизма, град. (5...85)	40
7	Скорость изменения угла ИО контроля синхронизма, Гц (0,05...0,4)	0,05
8	Предельная скорость изменения угла ИО контроля синхронизма, Гц (0,05...2,0)	0,06

Таблица 21 - Уставки по времени АУВ и АПВ

№	Наименование	Значение
1	DT101 Время включения выключателя, с (0,01...1,00)	0,6
2	DT76 Время первого цикла АПВ, с (0,25...16)	1,8

3	DT78 Время второго цикла АПВ, с (2,5...160)	160
4	DT81 Время подготовки АПВ, с (15...120)	20
5	DT72 Задержка на срабатывание защиты ЭМВ, с (1,0...2,0)	1,0
6	DT73 Задержка на срабатывание защиты ЭМО1, с (1,0...2,0)	1,0
7	DT74 Задержка на срабатывание защиты ЭМО2, с (1,0...2,0)	1,0
8	DT75 Задержка на срабатывание ЗНФ, с (0,1...0,2)	0,2
9	DT77 Задержка на срабатывание ЗНФР, с (,025...0,8)	0,5
10	DT82 Врем включения от АПВ, С (0,0...2,0)	0,1
11	DT100 Время сброса готовности АПВ при отключенном выключателе, с (10...840)	620
12	DT102 Ожидание КС (УС), с (0...840)	600

Таблица 22 - Логика работы АУВ и АПВ

№	Наименование	Значение
1	ХВ77 Контроль синхронизма (не предусмотрен/ предусмотрен)	предусмотрен
2	ХВ84 Улавливание синхронизма (не предусмотрен/ предусмотрен)	предусмотрен
3	ХВ74 Второй электромагнит отключения (не предусмотрен/ предусмотрен)	уточнить при наладке
4	ХВ73 Обесточивание ЭМ при приеме «Блокировка вкл. и откл.» (не предусмотрен/ предусмотрен)	предусмотрен
5	ХВ81 Выбор режима АПВ (слепое АПВ, АПВ шин или линии)	слепое АПВ
6	ХВ82 Второй цикл АПВ (не предусмотрен/ предусмотрен)	не предусмотрен
7	ХВ 80 Отключение выкл. от «Авар. Снижение давл. элегаза в ТТ» (не предусмотрен/ предусмотрен)	не предусмотрен
8	ХВ78 Привод выключателя (трехфазный, пофазный)	уточнить при наладке
9	ХВ76 Контроль сигнализации АПВ от датчика тока ЭМВ (не предусмотрен/ предусмотрен)	не предусмотрен
10	ХВ71 Логика включения с КС (типовая, не типовая)	типовая
11	ХВ2 Включение с контролем отсутствия напряжения (не	не предусмотрен

	предусмотрен/ предусмотрен)	
12	XB75 Сброс готовности АПВ при отключенном выключателе (не предусмотрен/ предусмотрен)	предусмотрен

Таблица 23 - АВР (Не используется)

№	Наименование	Значение
1	XB79 Выбор режима АВР (двусторонний, шин, линии)	линии
2	DT70 Задержка на срабатывание АВР шин (0,0...60,0)	60
3	DT71 Задержка на срабатывание АВР линии (0,0...60,0)	60

## 5.2 Уставки срабатывания ДЗ

Таблица 24 - Уставки ИО Z<sub>I-V</sub> ст. (Первичные величины)

№	Наименование	Значение
1	Уставка по оси X характеристики РС I ступени при КЗ на землю, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
2	Уставка по оси R характеристики РС I ступени при КЗ на землю, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
3	Угол наклона $\varphi_1$ характеристики с при КЗ на землю ступени, °(45...89 шаг 1)	77
4	Корректирующий множитель КKR коэффициента компенсации тока нулевой последовательности по активному сопротивлению, о.е. (0,00...3,00 шаг 0,1) (по умолчанию КKR=1,00)	1
5	Корректирующий множитель ККX коэффициента компенсации тока нулевой последовательности по реактивному сопротивлению, о.е. (0,00...3,00 шаг 0,1) (по умолчанию ККX=1,00)	1
6	Уставка по оси X характеристики РС I ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	25,63
7	Уставка по оси R характеристики РС I ступени, Ом (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	13,01
8	Угол наклона $\varphi_1$ характеристики РС I ступени, °(45...89 шаг 1)	80

9	Угол наклона $\varphi_4$ верхней части характеристики РС I ступени, ° (-45...0 шаг 1)	0
10	Уставка по оси X характеристики РС II ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	45,63
11	Уставка по оси R характеристики РС II ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	23,17
12	Угол наклона $\varphi_1$ характеристики РС II ступени, °(45...89 шаг 1)	- 22
13	Уставка по оси X характеристики РС III ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	135,96
14	Уставка по оси R характеристики РС III ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	69,02
15	Угол наклона $\varphi_1$ характеристики РС III ступени, °(45...89 шаг 1)	120
16	Уставка по оси X характеристики РС IV ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
17	Уставка по оси R характеристики РС IV ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
18	Угол наклона $\varphi_1$ характеристики РС IV ступени, °(45...89 шаг 1)	77
19	Направленность IV ступени (вперед, назад)	вперед
20	Уставка по оси X характеристики РС V ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
21	Уставка по оси R характеристики РС V ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
22	Угол наклона $\varphi_1$ характеристики РС V ступени, °(45...89 шаг 1)	77

Продолжение таблицы 22

23	Направленность V ступени (вперед, назад)	вперед
24	Угол наклона $\varphi_3$ нижней левой части характеристики, ° (91...135 шаг 1)	120
25	Угол наклона $\varphi_2$ нижней правой части характеристики, ° (-45...0 шаг 1)	-22
26	Уставка по оси R нагрузочного режима (1/ Ином...500/ Ином шаг 0,01)	51,2
27	Угол выреза нагрузочного режима (1...70 шаг 1)	нет

Таблица 25 - Орган определяющий вид повреждения

№	Наименование	Значение
1	Напряжение срабатывания ПО РННП, В (6,00...15,00 шаг 0,01)	6
2	Ток срабатывания $3I_0$ ПО РТНП, А (0,05· $I_{ном}$ ...0,2· $I_{ном}$ шаг 0,01)	300
3	Коэффициент торможения ПО РТНП, о.е. (0,000...0,150 шаг 0,001)	0,150
4	Ток срабатывания ПО БТ, А (1,00...15,00 шаг 0,01)	2· $I_{ном}$ =2000

Таблица 26 - Уставка блокировки при качаниях (БК) по DI

№	Наименование	Значение
1	Уставка по приращению $I_2$ чувствительного реле тока (РТ) БК, А (0,04· $I_{ном}$ ...1,5· $I_{ном}$ шаг 0,01)	100
2	Уставка по приращению $I_2$ грубого РТ БК, А (0,06· $I_{ном}$ ...2,5· $I_{ном}$ шаг 0,01)	300
3	Уставка по приращению $I_1$ чувствительного РТ БК, А (0,08· $I_{ном}$ ...3· $I_{ном}$ шаг 0,01)	200
4	Уставка по приращению $I_1$ грубого РТ БК, А (0,12· $I_{ном}$ ...5· $I_{ном}$ шаг 0,01)	600
5	DT37 Время ввода быстродействующих ступеней от чувствительного РТ БК,с	0,4
6	DT38 Время ввода быстродействующих ступеней от грубого РТ БК,с (0,2...1 шаг 0,1)	0,4
7	DT39 Время ввода медленнодействующих ступеней от РТ БК,с (3...16 шаг 1)	6,0

Таблица 27 - Уставки блокировки при качаниях (БК) по DZ

№	Наименование	Значение
1	Ток срабатывания РТ $I_2$ для $dZ/dt$ , (1,0-50,0)% $I_1$	15
2	DT43 Время задержки блокировки по DZ, (0,001-1,000) с	0,045
3	DT44 Время возврата БК по DZ, (0,01-5,00) с	2,5
4	XB26 Формирование области контроля $DZ/dt$ относительно III ступени/ II ступени	II ступени

Таблица 28 - Уставки по времени для ДЗ

№	Наименование	Значение
1	DT28 Время ввода ускорения при включении выключателя, с (0,7...2 шаг 0,1)	1,0
2	DT29 Задержка на срабатывание ускорения при включении выключателя от ДЗ и ТО, с (0...1 шаг 0,001)	0,05
3	DT33 Задержка на срабатывание I ступени ДЗ, с (0...1 шаг 0,001)	0,05
4	DT34 Задержка на срабатывание II ступени ДЗ с меньшей выдержкой времени, с (0,05...15 шаг 0,01)	15
5	DT35 Задержка на срабатывание II ступени ДЗ, с (0,05...15 шаг 0,01)	0,6
6	DT36 Задержка на срабатывание III ступени ДЗ, с (0,05...15 шаг 0,01)	2,5
7	DT46 Задержка на срабатывание IV ступени ДЗ, с (0,05...15 шаг 0,01)	15
8	DT47 Задержка на срабатывание V ступени ДЗ, с (0,05...15 шаг 0,01)	15
9	DT48 Задержка на срабатывание I ступени ДЗ на землю, с (0,05...15 шаг 0,01)	15
10	DT45 Задержка на срабатывание I, II или III ступени ДЗ при оперативном ускорении, с (0,05...5 шаг 0,01)	0,3
11	DT42 Продление сигнала пуска ВЧТО №2, с (0,00...0,20 шаг 0,01)	0,04

Таблица 29 - Логика работы ДЗ

№	Наименование	Значение
1	ХВ62 I ступень ДЗ на землю (выведена, в работе)	Выведена
2	ХВ63 IV ступень ДЗ (выведена, в работе)	Выведена
3	ХВ64 V ступень ДЗ (выведена, в работе)	Выведена
4	ХВ20 Подхват срабатывания РС I ступени от ненаправленного РС II ступени (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
5	ХВ21 Подхват действия I ступени ( или II ступени с меньшей выдержкой времени) (от БК-б, от БК-м)	От БК-б

6	XB22 Действие II ступени в меньшей выдержкой времени (не предусмотрено, предусмотрено)	Не предусмотрено
7	XB23 Ускоряемая ступень ДЗ при включении выключателя (не предусмотрена, II ступень, III ступень)	II ступень
8	XB24 Контроль действия III ступени от блокировок (от БНН и БК, только от БНН)	Только от БНН
9	XB25 Ускоренный возврат БК при отключении выключателя (не предусмотрен, предусмотрен)	Предусмотрен
10	XB27 Алгоритм БК DZ/DI	DI
11	XB28 Оперативно ускоряемая ступень (I ступень, II ступень, III ступень)	II ступень
12	XB29 Контроль действия ступеней ДЗ от БНН (не предусмотрен, предусмотрен)	Предусмотрен
13	XB44 Контроль ускорения при включении выключатель от напряжения на линии (не предусмотрен, ШОН РН на линии)	Не предусмотрен
14	XB45 Контроль I ступени ДЗ на землю (от БК-б, от БК-м)	От БК-б
15	XB46 Контроль IV ступени ДЗ (от БК-б, от БК-м, нет)	От БК-б
16	XB47 Контроль V ступени ДЗ (от БК-б, от БК-м, нет)	От БК-б
17	XB41 Запрет АПВ при ОУ от ДЗ или ТНЗНП (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
18	XB42 Запрет АПВ от ускорения при включении выключателя (не предусмотрен, предусмотрен)	Предусмотрен
19	XB41 Запрет АПВ от III ступени ДЗ (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
20	XB15 Действие сигнала ВЧТО №1 (с контролем, без контроля)	Без контроля
21	XB16 Контроль от КQT при приеме ВЧТО №1 (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
22	XB17 Контроль от БК при приеме ВЧТО №1 (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
23	XB18 Контроль I(II) ступени ДЗ или реле тока IV ступени ТНЗНП при приеме ВЧТО №1 (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
24	XB19 Контроль от I(II) ступени ДЗ при приеме ВЧТО №2 (I ступень, II ступень)	II ступень

### 5.3 Уставки срабатывания ТНЗНП и токовой отсечки

Таблица 30 - Уставки реле ТНЗНП и токовой отсечки

№	Наименование	Значение
1	Ток срабатывания I ступени ТНЗНП, А (0,05·Ином...30·Ином шаг 0,01)	1684
2	Ток срабатывания II ступени ТНЗНП, А (0,05·Ином...30·Ином шаг 0,01)	752
3	Ток срабатывания III ступени ТНЗНП, А (0,05·Ином...30·Ином шаг 0,01)	433
4	Ток срабатывания IV ступени ТНЗНП, А (0,05·Ином...30·Ином шаг 0,01)	38
5	Ток срабатывания V ступени ТНЗНП, А (0,05·Ином...30·Ином шаг 0,01)	18000
6	Ток срабатывания VI ступени ТНЗНП, А (0,05·Ином...30·Ином шаг 0,01)	18000
7	Ток срабатывания блокирующего РНМ, А (0,04·Ином...0,5·Ином шаг 0,01)	60
8	Ток срабатывания разрешающего РНМ, А (0,04·Ином...0,5·Ином шаг 0,01)	60
9	Напряжение срабатывания блокирующего РНМ, В (0,5...5 шаг 0,1)	2540
10	Напряжение срабатывания разрешающего РНМ, В (0,5...5 шаг 0,1)	2540
11	Коэффициент выноса ТН на линию, о.е. (0,00...0,50 шаг 0,01)	0
12	Ток срабатывания токовой отсечки, А (0,35...30·Ином шаг 0,01)	2494
13	Ток срабатывания ПО токовой отсечки при включении выключателя, А (0,35...30·Ином шаг 0,01)	18000

Таблица 31 - Уставки по времени для ТНЗНП и токовой отсечки

№	Наименование	Значение
1	DT49 Задержка на срабатывание ускорения при включении выключателя от ТНЗНП, с (0,05...5 шаг 0,01)	0,3
2	DT50 Задержка на срабатывание I ступени ТНЗНП, с (0,01...15 шаг 0,01)	0,3
3	DT51 Задержка на срабатывание II ступени ТНЗНП, с	0,8

	(0,05...15 шаг 0,01)	
4	DT52 Задержка на срабатывание III ступени ТНЗНП, с (0,05...15 шаг 0,01)	1,3
5	DT53 Задержка на срабатывание IV ступени ТНЗНП, с (0,05...15 шаг 0,01)	1,8
6	DT59 Задержка на срабатывание V ступени ТНЗНП, с (0,05...15 шаг 0,01)	15
7	DT60 Задержка на срабатывание VI ступени ТНЗНП, с (0,01...15 шаг 0,01)	15
8	DT54 Задержка на срабатывание ускорения ТНЗНП при приеме сигнала ВЧТО №3, с (0,05...5 шаг 0,01)	0,05
9	DT55 Время ожидания при внешних повреждениях, с (0,01...0,20 шаг 0,01)	0,15
10	DT56 Задержка пуска ВЧТО №3 при реверсе мощности, с (0,01...0,20 шаг 0,01)	0,15
11	DT57 Задержка на срабатывание токовой отсечки, с (0,000...15,000 шаг 0,001)	0,05
12	DT58 Задержка на срабатывание II, III или IV ступени ТНЗНП при оперативном ускорении, с (0,05...5 шаг 0,01)	0,5
13	DT80 Продление сигнала пуска ВЧТО №3, с (0,00...0,60 шаг 0,01)	0,04
14	DT18 Задержка на срабатывание ускор. ТНЗНП от защиты парал. линии, с (0,05...5,00 шаг 0,01)	5,0

Таблица 32 - Логика работы ТНЗНП и токовой отсечки

№	Наименование	Значение
1	ХВ65 V ступень ТНЗНП (выведена, в работе)	Выведена
2	ХВ66 VI ступень ТНЗНП (выведена, в работе)	Выведена
3	ХВ30 Автоматический вывод направленности при срабатывании ТНЗНП (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
4	ХВ31 Автоматический вывод направленности в режиме ускорения при включении выключателя (не предусмотрен, предусмотрен)	Не предусмотрен
5	ХВ32 Контроль направленности I ступени ТНЗНП (предусмотрен, не предусмотрен)	Предусмотрен
6	ХВ33 Контроль направленности II ступени ТНЗНП (предусмотрен, не предусмотрен)	Предусмотрен
7	ХВ34 Контроль направленности III ступени ТНЗНП (не	от РНМ-р

	предусмотрен, от РНМ-р, от РНМ-р, от РМН-б)	
8	ХВ35 Контроль направленности IV ступени ТНЗНП (не предусмотрен, от РНМ-р, от РНМ-р, от РМН-б)	от РНМ-р
9	ХВ39 Контроль направленности V ступени ТНЗНП (не предусмотрен, от РНМ-р, от РНМ-р, от РМН-б)	от РНМ-р
10	ХВ91 Направленности V ступени ТНХНП (вперед, назад)	вперед
11	ХВ40 Контроль направленности VI ступени ТНЗНП (не предусмотрен, от РНМ-р, от РНМ-р, от РМН-б)	от РНМ-р
12	ХВ92 Направленности VI ступени ТНХНП (вперед, назад)	Вперед
13	ХВ36 Ускоряемая ступень ТНЗНП при включении выключателя (не предусмотрена, II ступень, III ступень)	III ступень
14	ХВ37 Оперативно ускоряемая ступень ТНЗНП (II ступень, III ступень, IV ступень)	III ступень
15	ХВ38 Ускорение действия токовой отсечки при включении выключателя (не предусмотрено, предусмотрено)	Не предусмотрено
16	ХВ53 Отстройка V ступени ТНЗНП от БТНТ (не предусмотрена, предусмотрена)	Не предусмотрено
17	ХВ54 Отстройка VI ступени ТНЗНП от БТНТ (не предусмотрена, предусмотрена)	Не предусмотрено
18	ХВ57 Контроль ВЧТО №3 от III(IV) ступени ТНЗНП (III ступень, IV ступень)	III ступень

#### 5.4 Уставки пуска УРОВ

Таблица 33 - Уставки реле тока УРОВ

№	Наименование	Значение
1	Ток срабатывания реле тока УРОВ, А (0,04·Iном...0,40·Iном шаг 0,01)	60

Таблица 34 - Уставки по времени УРОВ

№	Наименование	Значение
1	DT16 Задержка на срабатывание УРОВ, с (0,1...0,6 шаг 0,1)	0,25

Таблица 35 - Логика работы УРОВ

№	Наименование	Значение
1	XB5 Подтверждение пуска УРОВ от сигнала KQC (предусмотрено, не предусмотрено)	Предусмотрено
2	XB6 Действие УРОВ «на себя» (предусмотрено, не предусмотрено)	Предусмотрено
3	XB83 Пуск УРОВ при действии ЗНФР (предусмотрено, не предусмотрено)	Не предусмотрено

### 5.1.6 Уставки ВЧБ

Таблица 36 - Уставки реле тока и напряжения

№	Наименование	Значение
1	Ток срабатывания Блокирующего реле тока $I_{0\text{ бл}}$ , А ( $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \dots 30 \cdot I_{\text{НОМ}}$ шаг 0,01)	70,59
2	Ток срабатывания отключающего реле тока $I_{0\text{ от}}$ , А ( $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \dots 30 \cdot I_{\text{НОМ}}$ шаг 0,01)	240
3	Напряжение срабатывания откл. реле напряжения $U_{0\text{ от}}$ , В (0,05...20 шаг 0,01)	4
4	Уставка по приращению $I_1$ блокирующего, А ( $0,04 \cdot I_{\text{НОМ}} \dots 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ шаг 0,01)	1
5	Уставка по приращению $I_2$ блокирующего, А ( $0,04 \cdot I_{\text{НОМ}} \dots 1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ шаг 0,01)	0,5
6	Ток срабатывания ПО $I_2^{\text{ПУСК}}$ , А ( $0,025 \cdot I_{\text{НОМ}} \dots 0,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ шаг 0,001)	120
7	Коэффициент торможения ПО $I_2^{\text{ПУСК}}$ , о.е. (0...0,15 шаг 0,001)	0,04

Таблица 37 - Уставки реле сопротивления

№	Наименование	Значение

1	Уставка по оси X характеристики $Z_{OT}$ , Ом ( $I/I_{НОМ}...500/I_{НОМ}$ шаг 0,01)	97,91
2	Уставка по оси R характеристики $Z_{OT}$ , Ом ( $I/I_{НОМ}...500/I_{НОМ}$ шаг 0,01)	49,71
3	Угол наклона характеристики (от оси X) $Z_{OT}$ , град (45...85 шаг 1)	80
4	Угол наклона нижней правой части характеристики $Z_{OT}$ , град (0...85 шаг 1)	-22
5	Угол наклона нижней левой части характеристики $Z_{OT}$ , град (91...179 шаг 0,01)	120

Таблица 38 – Уставки по времени

№	Наименование	Значение
1	Задержка останова ВЧ передатчика, с (0,025...0,1 шаг 0,01)	0,05
2	Время продления сигнала пуска ВЧ передатчика при однофазных КЗ, с (0,040...0,4 шаг 0,01)	0,04
3	Время ввода $Z_{OT}$ от БК, с (0,2...1 шаг 0,1)	0,4
4	Время вывода $Z_{OT}$ от БК, с (3...12 шаг 1)	6

Таблица 39 - Логика работы

№	Наименование	Значение
		Светлая/Ключевая
1	Действие БНН на пуск ВЧ передатчика (не предусмотрено/предусмотрено)	Не предусмотрено
2	Пуск ВЧ передатчика при выводе защиты (не предусмотрен/предусмотрен)	Не предусмотрен
3	Вывод защиты от КЗ на землю при включении выключателя (не предусмотрен/предусмотрен)	Предусмотрен

4	Сигнализация пуска на отключение (не предусмотрена/предусмотрена)	Предусмотрена
5	Ускоренный возврат БК при отключении выключателя (не предусмотрен/предусмотрен)	Предусмотрен
6	Блокирующие действия ДЗ при срабатывании реле $I_0$ от (не предусмотрено/предусмотрено)	Предусмотрено
7	Блокирование действия ДЗ при срабатывании реле $U_0$ от (не предусмотрено/предусмотрено)	Предусмотрено
8	Совместная работа с ЭПЗ1643 (не предусмотрена/предусмотрена)	Предусмотрена
9	ПО $I_{T2}$ пуск (выведен, в работе)	В работе

Таблица 40 – Уставки устройства резервирования при отказах выключателя (УРОВ)

№	Наименование	Значение
1	Ток срабатывания реле тока УРОВ, А ( $0,04 \cdot I_{НОМ} \dots 0,4 \cdot I_{НОМ}$ шаг 0,01)	60
2	Задержка на срабатывание УРОВ, с (0,1...0,6 шаг 0,1)	0,25
3	Подтверждение пуска УРОВ от сигнала КQC (предусмотрено, не предусмотрено)	Предусмотрено
4	Действие УРОВ “на себя” (предусмотрено, не предусмотрено)	Предусмотрено

## 5.6 Уставки срабатывания ВЧБ

Таблица 41 – Результаты расчета ВЧБ

Наименование величины	Значение для стороны		
	220 кВ	35 кВ	10 кВ
1	2	3	4

Первичный рабочий ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	62,755	374,903	1312
Схема соединения обмоток ТТ	Д	У	У
Коэффициент трансформации ТТ	150/5	500/5	2000/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальному току трансформатора, А	3,623	6,494	3,28

Таблица 42 – Результаты расчета ВЧБ

Наименование величины	Значение
1	2
Ток срабатывания реле на основной стороне, А	14,13
Число витков обмотки НТТ реле для основной стороны	7
Число витков обмотки НТТ реле для стороны НН	7
Число витков уравнивающей обмотки НТТ реле для стороны НН	0
Число витков тормозной обмотки НТТ реле	1

## 6 СЕТЕВАЯ АВТОМАТИКА

Сетевая автоматика – совокупность устройств, реализующих функции автоматического повторного включения, автоматического ввода резерва (АВР), автоматического опережающего деления сети (АОДС). В рамках курсового проекта будет выбрано и описано устройство АПВ.

Будет описано устройство релейной защиты, так же не требующее расчета в рамках курсового проектирования – устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ).

### 6.1 Устройство АПВ

Устройства АПВ должны предусматриваться для быстрого восстановления питания потребителей или межсистемных и внутрисистемных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты.

Должно предусматриваться автоматическое повторное включение:

1) воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линий всех типов напряжением выше 1 кВ. Отказ от применения АПВ должен быть в каждом отдельном случае обоснован. На кабельных линиях 35 кВ и ниже АПВ рекомендуется применять в случаях, когда оно может быть эффективным в связи со значительной вероятностью повреждений с образованием открытой дуги (например, наличие нескольких промежуточных сборок, питание по одной линии нескольких подстанций), а также с целью исправления неселективного действия защиты. Вопрос о применении АПВ на кабельных линиях 110 кВ и выше должен решаться при проектировании в каждом отдельном случае с учетом конкретных условий;

2) шин электростанций и подстанций;

3) трансформаторов;

4) ответственных электродвигателей, отключаемых для обеспечения самозапуска других электродвигателей.

Для осуществления АПВ по п. 1-3 должны также предусматриваться устройства АПВ на обходных, шиносоединительных и секционных выключателях.

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.

Включение выключателей и порядок опробования линий следует осуществлять с КС или УС. Для данных режимов АПВ следует задать стандартные параметры синхронизации. Минимальное значение напряжения от ТН задается равным 60% от номинального значения. Минимальное значение тока от ШОН, соответствующее этому условию ( $60\%U_{ном}$ ), составляет 0,075 А. Разница углов напряжений принимается равным  $40^{\circ}$ . Результаты выбора параметров АПВ сведем в Таблицу 8.

Таблица 43 – Выбор уставок АПВ

Параметр срабатывания	Тип реле	Уставка
1	2	3
Выдержка времени АПВ, с	РВ-9	1,0
Минимальное значение напряжения от ТН, В	РН-55/100	55
Минимальное значение тока от ШОН, А	РТ-40/0,2	0,070
Максимальная разница углов напряжений, град	РКС	40

## 6.2 УРОВ

Устройство резервирования при отказе выключателя – разновидность автоматики электрических сетей напряжением выше 1 кВ, предназначенная для отключения выключателя последующего участка при отказе выключателя предыдущего участка в аварийных ситуациях.

При коротком замыкании в сети релейная защита поврежденного участка подаёт сигнал на отключение выключателя, питающего данный участок, при этом пусковые органы УРОВ также вводятся в действие на отключение смежных выключателей с выдержкой времени, достаточной для срабатывания резервируемого выключателя; при успешном срабатывании последнего УРОВ возвращается в исходное состояние и блокируется. В случае, если выключатель по каким-либо причинам (неисправность механической части, его цепей управления) не отключился, то по истечении заданной выдержки времени УРОВ произведёт отключение всех смежных выключателей, питающих повреждённую линию и находящихся ближе к источнику питания (по отношению к не отключившемуся выключателю) [5].

Для пуска УРОВ необходимо выполнение двух условий:

1. Срабатывание релейной защиты на отключение выключателя, питающего непосредственно повреждённую линию.

2. Факт наличия аварийных параметров, свидетельствующих о том, что повреждение по каким-либо причинам не устранено.

УРОВ не может резервировать отказ релейной защиты не сработавшего выключателя, поэтому применение УРОВ предусматривает обязательное использование резервной релейной защиты в дополнение к основной, при этом цепи обеих защит должны быть полностью независимы друг от друга, так, что неисправность в цепи одной защиты не могла вызвать отказ другой (питание оперативных цепей производится от разных предохранителей или автоматических выключателей, каждый пусковой орган обеих защит также выполняется независимым и включаются на собственный независимый комплект трансформаторов тока, сигналы на отключение выключателей осуществляется от разных выходных реле).

Таблица 44 – Выбор уставок УРОВ

Параметр срабатывания	Тип реле	Уставка
1	2	3
Выдержка времени УРОВ, с	РВ-2	0,3
Выдержка времени УРОВ «на себя», с		0,1
Ток срабатывания УРОВ, А	РТ-40Р	0,5

## 7 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ

Очень большое значение при введении в работу ВЛ и ПС придают молниезащите. Молниезащита предназначена для того чтобы обезопасить оборудования от перенапряжений и прихода изоляции в негодность, а также обезопасить людей находящихся на данном объекте.

Было принято решение на ПС Тунгала поставить одиночный стержневой молниеотвод. Молниеотводом называют устройство, воспринимающее прямой удар молнии с целью защиты сооружения. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Стержневые молниеотводы выполняются в виде отдельно стоящих или укрепленных на зданиях и конструкциях подстанций. Наиболее часто применяют стержневые молниеотводы, тросовые используют в основном для защиты длинных и узких сооружений. Защитное действие молниеотвода в виде сетки, накладываемой на защищаемое сооружение, аналогично действию обычного молниеотвода. Определение защитных зон молниеотводов основывается на лабораторных исследованиях и статистических данных грозовой защиты электрических установок. Стержневой молниеотвод состоит из 4-х частей: молниеприемника, несущей конструкции, токоотвода и заземлителя. Молниеприемник непосредственно воспринимает прямой удар молнией, который по токоотводу уходил в землю.

### 7.1 Расчет молниезащиты

Эффективная высота молниеотвода  $h_{эф}$  и радиус зоны защиты на уровне земли  $r_0$  определяются в зависимости от высоты молниеотвода по разным выражениям.

Зона А ( $p \leq 0,005$ )

При высоте молниеотвода  $h \leq 150$  м

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 134 = 113,9 \text{ м} \quad (65)$$

Где  $h$  – высота молниеотвода (м).

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 134) \cdot 134 = 111,488 \text{ м} \quad (66)$$

Независимо от высоты молниеотвода определяется радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта  $r_x$

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right) = 111,48 \cdot \left(1 - \frac{110}{113,9}\right) = 3,901 \text{ м} \quad (67)$$

Где  $h_x$  – горизонтальное сечение зоны защиты на высоте защищаемого объекта(м);

$h_{\text{эф}}$  – эффективная высота молниеотвода (м).

Зона Б ( $p \leq 0,05$ )

$$h_{\text{эф}} = 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 134 = 123,28 \text{ м}$$

$$r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 134 = 201 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта  $r_x$  определяется также как и для зоны А.

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right) = 201 \cdot \left(1 - \frac{110}{123,28}\right) = 21,7 \text{ м}$$

Исходя из расчетов можно сделать вывод что молниеотвод такой высоты будет полностью защищать территорию подстанции Тунгала.

## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 8.1 Безопасность

Здоровье и безопасность условий труда работников, обслуживающих электроустановки, могут быть обеспечены выполнением научно обоснованных правил и норм как при проектировании и монтаже, так и при их эксплуатации.

Все эти правила отражены в ГОСТ.

#### **Общие положения:**

1) Защитное заземление или зануление должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции.

2) Защитное заземление следует выполнять преднамеренным электрическим соединением металлических частей электроустановок с "землей" или ее эквивалентом.

3) Зануление следует выполнять электрическим соединением металлических частей электроустановок с заземленной точкой источника питания электроэнергией при помощи нулевого защитного проводника.

4) Защитному заземлению или занулению подлежат металлические части электроустановок, доступные для прикосновения человека и не имеющие других видов защиты, обеспечивающих электробезопасность.

5) Защитное заземление или зануление электроустановок следует выполнять:

6) При номинальном напряжении 380 В и выше переменного тока и 440 В и выше постоянного тока - во всех случаях;

7) При номинальном напряжении от 42 В до 380 В переменного тока и от 110 В до 440 В постоянного тока при работах в условиях с повышенной опасностью и особо опасных по ГОСТ 12.1.013-78.

8) В качестве заземляющих устройств электроустановок в первую очередь должны быть использованы естественные заземлители.

При использовании железобетонных фундаментов промышленных зданий и сооружений в качестве естественных заземлителей и обеспечении допустимых напряжений прикосновения не требуется сооружение искусственных заземлителей, прокладка выравнивающих полос снаружи зданий и выполнение магистральных проводников заземления внутри здания. Металлические и железобетонные конструкции при использовании их в качестве заземляющих устройств должны образовывать непрерывную электрическую цепь по металлу, а в железобетонных конструкциях должны предусматриваться закладные детали для присоединения электрического и технологического оборудования (см. приложения 2, 3 и 4).

9) Допустимые напряжения прикосновения и сопротивления заземляющих устройств должны быть обеспечены в любое время года.

10) Заземляющее устройство, используемое для заземления электроустановок одного или различных назначений и напряжений, должно удовлетворять всем требованиям, предъявляемым к заземлению этих электроустановок.

11) В качестве заземляющих и нулевых защитных проводников следует использовать специально предназначенные для этой цели проводники, а также металлические строительные, производственные и электромонтажные конструкции. В качестве нулевых защитных проводников в первую очередь должны использоваться нулевые рабочие проводники. Для переносных однофазных приемников электрической энергии, светильников при вводе в них открытых незащищенных проводов, приемников электрической энергии постоянного тока указанной нормы в качестве заземляющих и нулевых защитных проводников следует использовать только предназначенные для этой цели проводники.

12)Материал, конструкция и размеры заземлителей, заземляющих и нулевых защитных проводников должны обеспечивать устойчивость к механическим, химическим и термическим воздействиям на весь период эксплуатации.

13)Для выравнивания потенциалов металлические строительные и производственные конструкции должны быть присоединены к сети заземления или зануления. При этом естественные контакты в сочленениях являются достаточными.

### **Правила для установок от 110 кВ до 750 кВ.**

1)В электроустановках напряжением от 110 до 750 кВ должно быть выполнено защитное заземление.

2)Заземляющие устройства следует выполнять по нормам на напряжение прикосновения или по нормам на их сопротивление.

Заземляющее устройство, которое выполняют по нормам на сопротивление, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом. При удельном сопротивлении "земли" , большем 500 Ом·м, допускается повышать сопротивление заземляющего устройства.

### **Противопожарные мероприятия при эксплуатации электроустановок.**

Анализ статистики пожаров показывает, что около 20% случаев загораний вызвано неисправностью или неправильной эксплуатацией электроустановок. Особенно велика частота пожаров, связанных с электрооборудованием, в жилых зданиях. Здесь число загораний, вызванных тепловым действием электрического тока, достигает 53% от общего количества пожаров.

Высокие темпы роста энерговооруженности труда в промышленности, строительстве, оснащение квартир электроплитами и другими бытовыми электроприборами увеличивают вероятность возникновения пожаров из-за неисправности оборудования и перегрузки сети и требуют повышенного внимания к правильной эксплуатации электрооборудования.

Основными причинами пожаров являются короткие замыкания в проводах и электрооборудовании (69%), оставление электронагревательных установок без присмотра (21%), перегрев из-за плохого контакта (около 6%), перегрузка электроустановок (около 3%). Часто причиной пожара является нарушение правил пожарной безопасности при выполнении электросварочных работ и несоблюдение пожаробезопасных расстояний от светильников, электронагревателей и т. п. до легковоспламеняющихся материалов и конструкций.

**Лица, ответственные за состояние электроустановок, назначенные приказом руководителя предприятия или цеха, обязаны:**

- 1) обеспечивать своевременное проведение профилактических осмотров и планово-предупредительных ремонтов электрооборудования и своевременное устранение нарушений правил техники эксплуатации электроустановок потребителей, могущих привести к пожарам и загораниям;
- 2) следить за правильностью применения и выбора кабелей, проводов, двигателей, светильников и другого электрооборудования в зависимости от класса пожаро- и взрывоопасное помещений и условий среды;
- 3) систематически контролировать и поддерживать в исправном состоянии аппараты защиты от коротких замыканий и перегрузок и устройства молниезащиты;
- 4) организовывать обучение и инструктаж электротехнического персонала по вопросам пожарной безопасности при эксплуатации электроустановок;
- 5) обеспечивать исправность средств для ликвидации пожаров в электроустановках и кабельных сооружениях.

Дежурный электрик (сменный электромонтер) обязан производить плановые профилактические осмотры электрооборудования, проверять наличие и исправность аппаратов защиты и принимать немедленные меры к устранению нарушений, которые могут привести к пожарам.

Основные профилактические противопожарные мероприятия при эксплуатации электроустановок при осмотрах электроустановок нужно особое внимание уделять состоянию контактов: наличие искрения в выключателях, штепсельных соединениях, в болтовых соединениях и т. п.

Ослабление контактов неизбежно вызывает недопустимый нагрев токоведущих болтов и присоединенных к ним проводов. При обнаружении чрезмерного нагрева контактов и проводов необходимо принять меры по разгрузке или отключению установки. Восстановление контактов (зачистка, подтяжка винтовых соединений) проводить с соблюдением мер безопасности от поражения электрическим током. Кабельные каналы необходимо содержать в чистоте. Недопустимо их захламление, особенно горючими материалами.

Электродвигатели, светильники, проводка, распределительные устройства должны очищаться от горючей пыли не реже двух раз в месяц, а в зонах со значительным выделением пыли — не реже одного раза в неделю.

В процессе эксплуатации необходимо следить за равномерной нагрузкой по фазам однофазных электроприемников — освещения, электронагревательных приборов. Следует помнить, что при наличии однофазных электроприемников по рабочему нулевому проводу протекает ток, величина которого может достигать величины фазного тока. Поэтому сечение нулевого провода в осветительных установках с газоразрядными лампами должно быть равным сечению фазных проводов.

Одна из причин пожаров — нагрев при пробуксовке ременных передач. При осмотрах и ремонтах электроустановок нужно следить за правильным натяжением плоских и клиновидных ремней у двигателей и на транспортных установках (ленточные транспортеры, нории и т. п.). Результаты осмотров, обнаруженные дефекты и принятые меры отмечаются в оперативном журнале.

Особую осторожность нужно соблюдать при работах с паяльной лампой.

Следует:

- заливать лампы только тем горючим, на которое она предназначена;
- наливать в резервуар лампы горючее не более чем на 3/4 его емкости;

- заливную пробку заворачивать не менее чем на 4 нитки;
- не накачивать чрезмерно лампу во избежание взрыва;
- не разжигать паяльную лампу путем подачи горючей жидкости на горелку;
- немедленно прекращать работу при обнаружении неисправности лампы (подтекание резервуара, утечка газа через резьбу горелки и т. п.);

Нельзя наливать и выливать горючее, а также разбирать лампу вблизи огня.

Основными методами повышения пожарной безопасности электроустановок является их выполнение в соответствии с ПУЭ, правильный выбор защиты от коротких замыканий и перегрузок, соблюдение требований правил технической эксплуатации электроустановок по режиму нагрузки, ремонтным работам и т. п. Перегрузка проводов и электрооборудования сверх установленных норм не допускается. Контроль загрузки следует проводить по стационарным амперметрам или с помощью токоизмерительных клещей.

Все электроустановки должны быть защищены от токов короткого замыкания и других ненормальных режимов, могущих привести к пожару (автоматические выключатели, плавкие предохранители, устройства от перенапряжений и т. д.). Предохранители и уставки автоматических выключателей должны соответствовать сечению проводов и допустимым нагрузкам. Замена сгоревших предохранителей «жучками» и перемычками, хотя бы временно, не допускается.

На каждой щитке указываются номинальные токи предохранителей и токи установки автоматов каждой линии и должен иметься запас калиброванных предохранителей.

Все соединения, оконцевания и ответвления проводов, осуществляемые в процессе эксплуатации, выполняются капитально — путем опрессовки, пайки, сварки, зажима под болт и т. п. Наброс проводов крючками и скрутка не допускаются.

В пожароопасных зонах производственных и складских помещений с наличием горючих материалов (бумага, хлопок, лен, каучук и др.), а также изделий в сгораемой упаковке светильники и электрооборудование должны иметь закрытое или защищенное исполнение. Вблизи проводов недопустимо наличие легковоспламеняющихся предметов и материалов.

Устройство и эксплуатация электросетей-временок, как правило, не разрешается. Исключением могут быть временные иллюминационные установки и электропроводки, питающие место, где выполняются строительные и временные ремонтно-монтажные работы. Такие установки должны выполняться с соблюдением всех требований ПУЭ.

Для переносных электроприемников, необходимо применять шланговые провода и кабели. Нужно следить за состоянием проводов в местах входа в корпус переносного инструмента и в других местах, где возможно перетирание и обрыв.

Переносные светильники оборудуются стеклянными колпаками и сетками. Светильники (стационарные и переносные) не должны соприкасаться со сгораемыми конструкциями здания и горючими материалами. Провода обязательно защищаются от механических повреждений.

В соответствии с правилами технической эксплуатации нужно регулярно проводить измерения сопротивления изоляции проводов и электрооборудования. В сетях напряжением до 1000 В сопротивление изоляции каждого участка сети — не менее 0,5 МОм.

В четырехпроводных сетях необходимо следить за состоянием контактов и надежностью изоляции нулевого провода так же, как и фазных проводов.

Электрооборудование нужно содержать в исправном состоянии, под постоянным наблюдением. Пользоваться неисправными розетками, рубильниками и другим оборудованием не разрешается.

При эксплуатации электроустановок запрещается:

- 1)Использовать электродвигатели и другое электрооборудование, поверхностный нагрев которого при работе превышает температуру окружающего воздуха более чем на 40 °С;
- 2)Кабели и провода с поврежденной изоляцией; электронагревательные приборы без огнестойких подставок. Нельзя также оставлять их длительное время включенными в сеть без присмотра;
- 3)Применять нестандартные (самодельные) электропечи или электрические лампы накаливания для отопления помещений;
- 4)Оставлять под напряжением электрические провода и кабели с неизолированными концами.

На время прекращения работы (ночью, в выходные и праздничные дни) вся проводка в пожароопасных помещениях обесточивается с распределительного щитка. Дежурное освещение при необходимости может оставаться включенным. По возможности рекомендуется обесточивать сети на время прекращения работы и в помещениях с нормальной средой.

При использовании для электросварки металлических конструкций и полос в качестве обратного заземляющего провода необходимо создавать надежный контакт всех соединений путем приваривания друг к другу отдельных участков, чтобы исключить искрение и перегрев их во время протекания сварочного тока.

Использование дерева в качестве изоляции в электроконструкциях не допускается. При выполнении щитков для счетчиков из дерева на них должны устанавливаться предохранители с передним присоединением проводов, а отверстия для проводов снабжаются прочно закрепленными фарфоровыми или пластмассовыми втулками.

В электропомещениях запрещается хранить горючие жидкости.

Спецодежду следует хранить в специальных помещениях, развешивая в развернутом виде, чтобы исключить самовозгорание. В карманах нельзя оставлять промасленные тряпки и обтирочные концы. Промасленный обтирочный материал может самовозгораться, поэтому его необходимо

складывать в металлические ящики. Использованный обтирочный материал нужно ежедневно удалять из рабочих помещений, особо следить, чтобы обтирочные материалы не оставались вблизи действующего электрооборудования и в распределительных шкафах и силовых пунктах.

## **8.2 Экологичность**

В связи с анализом экологичности данного проекта мы обязаны учитывать все что может загрязнить окружающую среду. Одним из таких факторов является аварийный выброс трансформаторного масла.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников, закрытых маслоотводов и закрытого маслосборника.

Диаметр маслоотводов выбран из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения гидрантами за 15 минут.

Сеть маслоотводов от трансформатора выполняются из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечений с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

Емкость маслосборника рассчитывается на прием полного объема масла единичного автотрансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды от гидрантов. Принимается маслосборник емкостью 10 м<sup>3</sup>.

Специальные мероприятия по шумозащите проектом не предусматриваются, так как для ПС с трансформаторами мощностью менее 40 МВ·А санитарные разрывы зоны вредного шумового воздействия не нормируются, к тому же ПС находится за пределами села.

Предусматривается срезка плодородного слоя толщиной 0,3 м и отвозка его на расстояние 2 км. Часть срезанного грунта остается для озеленения ПС.

В проекте учтены требования Основ земельного законодательства Российской Федерации.

Земля, отводимая в постоянное пользование под ПС должна быть восстановлена путем освоения новых земель. Затраты на освоение земли, взамен изымаемой в постоянное пользование и средства на возмещение убытков землепользователями учтены сметой на строительство ПС.

### **/Расчет санитарно-защитной зоны по шуму для ПС.**

На открытом воздухе на территории подстанции установлены 2 трансформатора.

Определить минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму, если известен тип трансформаторов, и характеристика прилегающей к подстанции территории. Исходные данные приведены в таблице 1.

Таблица 45 – Исходные данные

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ)	80	220	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам

1. По таблице 3 колонка № 13 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки» определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом

времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов.

Допустимый уровень шума для территорий, прилегающих к жилым домам составляет: 45 дБА.

2. Определяем шумовые характеристики источника шума (модель ТМ известна из расчетной части проекта), согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (системы охлаждения видов Д) уровень звуковой мощности составляет ( $S_{\text{ном}} = 80 \text{ МВА}$ ,  $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ ):

$$L_{WA} = 98 \text{ дБА.}$$

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен  $L_{WA}$ , то в любой точке полусферы радиусом  $R$  уровень шума создаваемый данным источником будет равным  $L_A$  (см. рисунок 1).

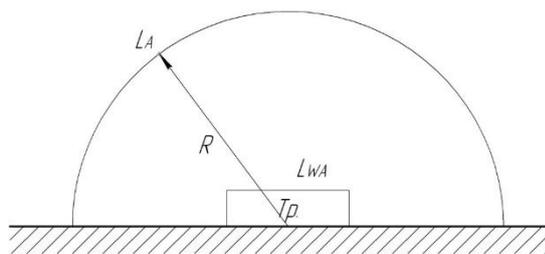


Рисунок 3 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение

$$L_{WA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (68)$$

где  $S$  - площадь поверхности полусферы,  $m^2$ ;

$$S_0 = 1 m^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии  $R$  от трансформатора ( $R > 30$  м) можно определить по формуле:

$$L_A(R) = L_{WA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (69)$$

где  $S = \pi R^2$ .

Пусть на ПС расположены 2 ТМ и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой приведенной на рисунке 2. Расстояния  $R_1$  и  $R_2$  неизвестны, а  $l$  - известно (из проекта).

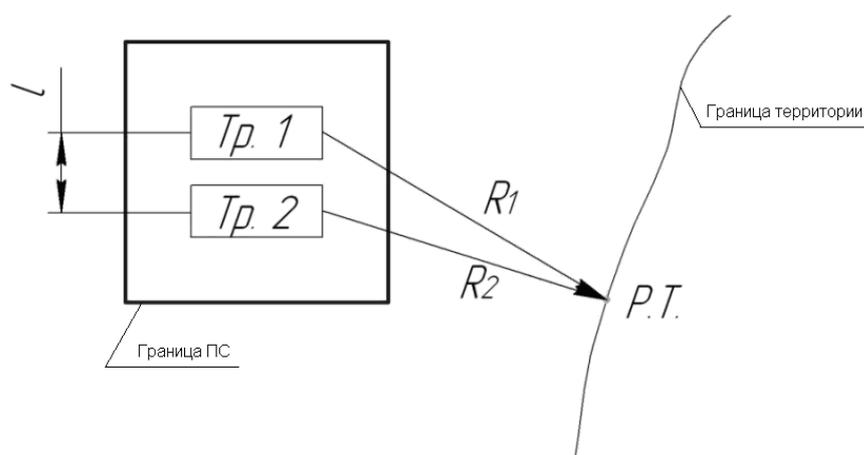


Рисунок 4 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

1. так как расстояние между трансформаторами  $l$  небольшое и  $R_1 \gg l, R_2 \gg l$  то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен

$$L_{W\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{W\Delta i}}, \quad (70)$$

где  $N$  - количество источников шума (ТМ);

$L_{W\Delta i}$  - скорректированный уровень звуковой мощности  $i$ -го источника шума, дБА;

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника в условиях данной задачи будет равен:

$$L_{W\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 98} = 101, \text{ дБА.}$$

2. на границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука  $L_A(R) = ДУ_{L_A}$ . Тогда  $R = R_{\min}$ .

Исходя из принятых допущений выражение (1) можно переписать в следующем виде

$$ДУ_{L_A} = L_{W\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}. \quad (71)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно  $R_{\min}$  получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(98-45)}}{2\pi}} = 178,24, \text{ м} \quad (72)$$

Любое  $R \geq R_{\min}$  будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием».

Вывод: В ходе данных расчетов выяснилось что требование  $R \geq R_{\min}$  соблюдается и никаких дополнительных мероприятий для шумоизоляции прилегающей жилой территории не требуется.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы над выпускной квалификационной работой был выполнен следующий объем работ:

- произведен расчет токов КЗ и произведена проверка оборудования.
- было произведена установка современных шкафов релейной защиты на базе микропроцессорных терминалов, а также закреплены и дополнены знания по РЗА.
- произведен расчет уставок срабатывания, определены коэффициенты чувствительности и время срабатывания защиты линии. Обосновано применение микропроцессорных устройств защиты.
- рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при производстве работ в эксплуатации оборудования, вопросы охраны окружающей среды и основные противопожарные мероприятия.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 2012. - 608 с.
- 2 Фетисов А.П. и др. Справочник по пожарной безопасности в электроустановках. – М.: Стройиздат, 2013.
- 3 Козулин В.С., Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 2013. – 648 с.
- 4 Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 3-е изд. – С.-Пб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2013. – 353 с.
- 5 Техника безопасности в электроэнергетических установках: Справочное пособие / под ред. П.А. Долина. – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 286 с.
- 6 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий / Минэнерго. - М.: Энергоатомиздат, 2012. - 144 с.
- 7 Трубицин В.И. Надежность электрической части электростанций. М.: Издательство МЭИ, 2014.
- 8 Мясоедов Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций/ Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. – Благовещенск: Издательство АмГУ, 2013. – 142 с.
- 9 Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / под ред. И.А. Баумштейна и М.В. Хомякова. – М.: «Энергия», 2013. – 568 с.
- 10 Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / под ред. И.А. Баумштейна и М.В. Хомякова. – М.: «Энергия», 2012. – 568 с.
- 11 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110 - 750 кВ. – М.: Энергия, 2012. – 152 с.

12 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями).

13 РД 34.49.101-87 Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.

14 Источники питания для схем с цифровыми устройствами релейной защиты / О. Г. Захаров . – М. : Энергопрогресс : Энергетик, 2013 . – 102 с.

15 Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / под ред. И.А. Баумштейна и М.В. Хомякова. – М.: «Энергия», 2013. – 568 с.

16 Крючков И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие / И.П. Крючков, В.Н. Неклепаев и др.; под ред. И.П. Крюčkова и В.А. Старшинова. – 2-е изд. – М.: издательский центр «академия», 2012. – 416 с.

17 РД 34.49.104. Рекомендации по проектированию автоматических установок водяного пожаротушения масляных силовых трансформаторов.

18 Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения. Утверждены приказом Ростехнадзора №533 от 12.11.2013

19 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Введено в действие с 1 ноября 2003 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Расчеты в ПВК MathCad 15

**1. Расчет недостающих параметров защищаемой линии:**

$$K_{\text{ТТ}} := \frac{1000}{5} \quad K_{\text{ТН}} := \frac{220000}{100}$$

$$K_{\text{ТС}} := \frac{K_{\text{ТН}}}{K_{\text{ТТ}}} = 11$$

**2. Расчет защиты ВЛ 220 кВ Призейская-Тунгала**

**2.1 Расчет ДЗ со стороны ПС 220 кВ Тунгала**

**Расчет 1 ступени ДЗ**

Отстройка от КЗ на шинах подстанции, примыкающей к противоположному концу линии, а также с учетом трансформатора:

$$Z_{\text{Л.1}} := 27.53 \text{ Ом} \quad Z_{\text{ТР}} := 269.72 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{ср.1}} := 0.85 \cdot Z_{\text{Л.1}} = 23.401 \text{ Ом} \quad Z_{\text{ср.1}} := 0.85 \cdot (Z_{\text{Л.1}} + Z_{\text{ТР}}) = 252.662 \text{ Ом}$$

Выбираем наименьшее, принимаем  $Z_{\text{ср.1}} := 23.401 \text{ Ом}$

**Расчет 2 ступени ДЗ**

Согласование с 1 ступенью ДЗ:

$$K_{\text{Т}} := 1 \quad Z_{\text{Л.2}} := 48.73 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{ср.И}} := 0.85 \cdot Z_{\text{Л.1}} + \frac{0.66}{K_{\text{Т}}} \cdot Z_{\text{Л.2}} = 55.562 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{ср.И}} := 0.85 \cdot Z_{\text{Л.1}} + \frac{0.78}{K_{\text{Т}}} \cdot Z_{\text{ср.1}} = 41.65 \text{ Ом}$$

Отстройка от КЗ на шинах низшего (среднего напряжения) предыдущей ПС:

$$Z_{\text{ср.И}} := 0.85 \cdot \left( Z_{\text{Л.1}} + \frac{Z_{\text{ТР}}}{K_{\text{Т}}} \right) = 252.662 \text{ Ом}$$

Выбираем наименьшее, принимаем  $Z_{\text{ср.И}} := 41.653 \text{ Ом}$

Проверка чувствительности:

$$Z_{\text{КЗ}} := Z_{\text{Л.1}} = 27.53 \text{ Ом}$$

$$K_{\text{Ч}} := \frac{Z_{\text{ср.И}}}{Z_{\text{КЗ}}} = 1.513$$

$K_{\text{Ч}}$  более 1.2, окончательно принимает уставку:  $Z_{\text{ср.И}} := 41.65 \text{ Ом}$

ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Расчеты в ПВК MathCad 15

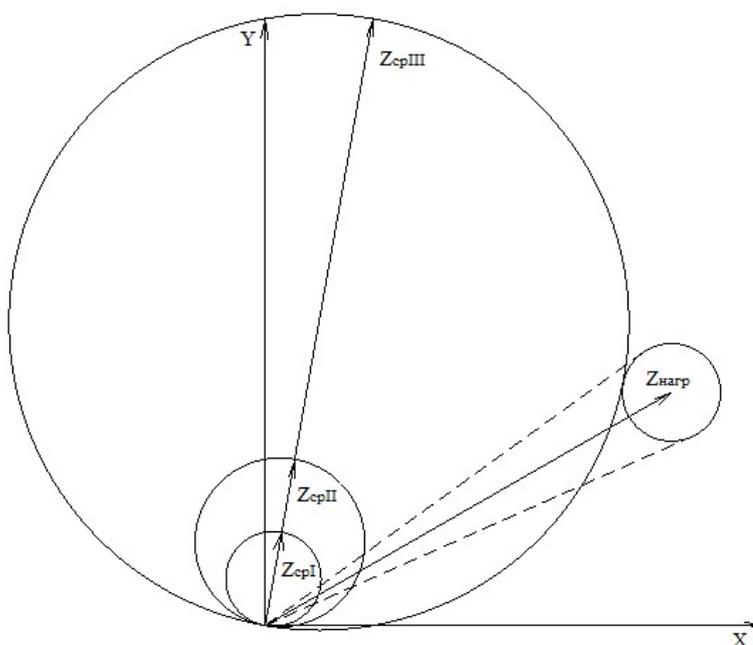
### Расчет 3 ступени ДЗ

Расчет зоны срабатывания 3 ступени ДЗ произведем графическим способом. Для этого необходимо построить графическую характеристику срабатывания ДЗ для 1 и 2 ступеней:

$$Z_{\text{ср.IV}} := 23.4 \text{ Ом} \quad \phi_{\text{мч}} := 80 \quad \phi_{\text{раб}} := 30 \text{ град} \quad U := 220 \cdot 10^2 \text{ В}$$

$$Z_{\text{ср.IV}} := 41.65 \text{ Ом} \quad \phi_{\text{нагр}} := \phi_{\text{раб}} \quad I_{\text{раб.max}} := 1000 \text{ А}$$

$$Z_{\text{нагр}} := \frac{0.8U}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{раб.max}}} = 101.614 \text{ Ом}$$



Графически, значение уставки 3 ступени ДЗ получилось:

$$Z_{\text{ср.III}} := 137 \text{ Ом}$$

Проверка чувствительности:

$$Z_{\text{кз}} := Z_{\text{л.1}} + Z_{\text{л.2}} = 76.26 \text{ Ом}$$

$$K_{\text{ч}} := \frac{Z_{\text{ср.III}}}{Z_{\text{кз}}} = 1.796$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчеты в ПВК MathCad 15

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 1,2.  
Так как наше значение удовлетворет условию, то принимаем данную уставку:  $Z_{\text{ар.ш.}} := 137 \text{ Ом}$

## 2.2 Расчет ТЗНП со стороны ПС 220 кВ Тунгала

### Расчет 1 ступени РТНП:

Отстройка от КЗ на землю на шинах ПС Призейская

$I_{0.\text{конц}} := 3110 \text{ А}$  - устроенный ток нулевой последовательности, протекающий в защите ПС Тунгала при КЗ на шинах ПС Призейская

$K_{\text{отс}} := 1.3$  - коэффициент отстройки

$$Z_{\text{экв}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{0.\text{конц}}} = 40.84 \text{ Ом}$$

$$I_{0.\text{кз}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{л.1}} + Z_{\text{экв}})} = 1.858 \times 10^3 \text{ А}$$

$$I_{\text{сз.1}} := K_{\text{отс}} \cdot I_{0.\text{кз}} = 2.415 \times 10^3 \text{ А}$$

### Расчет 2 ступени РТНП:

Согласование с 1 ступенью защиты следующей ВЛ:

$I_{0.\text{конц}} := 24240 \text{ А}$  - устроенный ток нулевой последовательности, протекающий в защите ПС Призейская при КЗ на шинах Зейской ГЭС

$$Z_{\text{экв}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{0.\text{конц}}} = 5.24 \text{ Ом}$$

$$I_{0.\text{кз}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{л.2}} + Z_{\text{экв}})} = 1.418 \times 10^3 \text{ А}$$

$$K_{\text{отс}} := 1.1$$

$$I_{\text{сз.1}} := K_{\text{отс}} \cdot I_{0.\text{кз}} = 1.56 \times 10^3 \text{ А}$$

$$K_{\text{ток}} := 0.5$$

$$I_{\text{сз.11}} := K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{ток}} \cdot I_{\text{сз.1}} = 857.922 \text{ А}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Расчеты в ПВК MathCad 15

**Расчет 3 ступени РТНП:**

Отстройка от броска тока намагничивания трансформатора на ПС Призейская:

$$S_{\text{тр}} := 40 \cdot 10^6 \text{ ВА} \quad U_{\text{ном.тр}} := 220 \cdot 10^3 \text{ В}$$

$$I_{\text{ном.тр}} := \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.тр}}} = 104.97 \text{ А}$$

$$I_{\text{БТН}} := 6 I_{\text{ном.тр}} = 629.837 \text{ А}$$

$$k_{\text{отс}} := 1.1$$

$$I_{\text{сз.III}} := k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{БТН}} = 692.82 \text{ А}$$

Расчет чувствительности:

$$I_{0, \text{кз}} := 1418 \text{ А}$$

$$K_{\text{ч. III}} := \frac{I_{0, \text{кз}}}{I_{\text{сз. III}}} = 2.047$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 1.2

**Расчет 4 ступени РТНП:**

Отстройка от токов небаланса при трехфазном КЗ за трансформатором на ПС Призейская:

$$U := 230 \cdot 10^3 \text{ В} \quad I_{\text{кз. сум}} := 4400 \text{ А}$$

$$Z_{\text{экв}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз. сум}}} = 30.18 \quad Z_{\text{тр}} := 269.72 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз. тр}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot ((Z_{\text{экв}} + Z_{\text{тр}}))} = 442.783$$

$$K_{\text{отс}} := 0.1$$

$$I_{\text{сз. IV}} := K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз. тр}} = 44.278$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Расчеты в ПВК MathCad 15

Расчет чувствительности:

Ток в защите при трехфазном КЗ на Зейской ГЭС:

$$I_{\text{кз.сумм}} := 31000 \text{ A}$$

$$Z_{\text{ЭКВ}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.сумм}}} = 4.284 \text{ Ом}$$

$$I_{0.\text{кз.защ}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{Л.1}} + Z_{\text{Л.2}})} = 1.649 \times 10^3$$

$$K_{\text{ч.IV}} := \frac{I_{0.\text{кз.защ}}}{I_{\text{сз.IV}}} = 37.234$$

### 2.3 Расчет МТО со стороны ПС 220 кВ Тунгала

Ток в защите при КЗ на ПС Призейская:

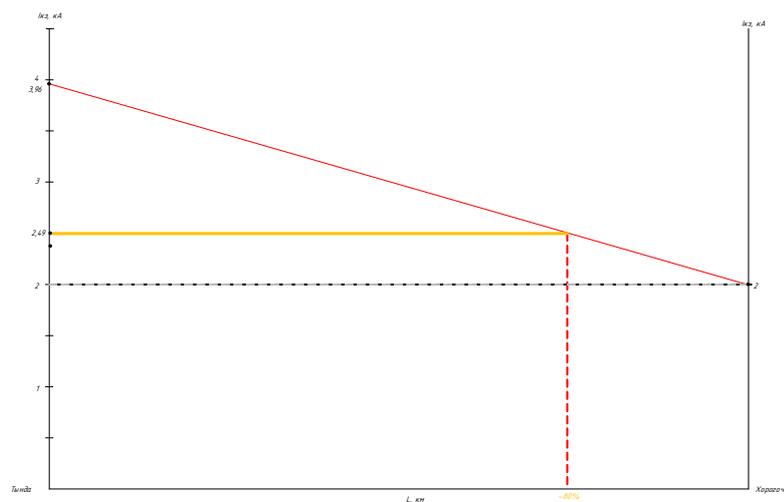
$$I_{\text{кз.сумм}} := 5400 \text{ A}$$

$$Z_{\text{ЭКВ}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.сумм}}} = 24.591 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз.защ}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{Л.1}})} = 2.548 \times 10^2 \text{ A}$$

$$K_{\text{отс.}} := 1.2$$

$$I_{\text{ср.отс.}} := K_{\text{отс.}} \cdot I_{\text{кз.защ}} = 3.057 \times 10^3$$



ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Расчеты в ПВК MathCad 15

**2.4 Расчет ВЧБ со стороны ПС 220 кВ Тунгала:**

**Выбор уставок срабатывания:**

Ток срабатывания, пускающий передатчик (блокирующий):

$$K_H := 1.1 \quad K_B := 0.85$$

$$I_{\text{ср.бл.рас}} := \left( \frac{K_H}{K_B} \right) \cdot I_{\text{раб.мах}} = 1.294 \times 10^3 \text{ А}$$

$$I_{\text{ср.откл}} := 1.4 \cdot I_{\text{ср.бл.рас}} = 1.812 \times 10^3 \text{ А}$$

Проверка чувствительности:

$$I_{3.\text{кз.min}} := 7900 \text{ А}$$

$$K_{\text{ч}} := \frac{I_{3.\text{кз.min}}}{I_{\text{ср.откл}}} = 4.36 \quad K_{\text{ч}} \text{ должен быть больше, либо равен } 2$$

По фазным органам пуска данная защита является чувствительной

Ток срабатывания  $I_{2.\text{откл}}$ :

$$K_3 := 2 \quad K_{\text{www}} := 1.2 \quad K_{\text{www}} := 0.4 \quad I_{2.\text{небал}} := 0.02 \cdot I_{\text{раб.мах}} = 20 \text{ А} \quad I_{2.\text{несим}} := I_{2.\text{небал}}$$

$$I_{2.\text{откл}} := \left( \frac{K_H \cdot K_3}{K_B} \right) \cdot (I_{2.\text{небал}} + I_{2.\text{несим}}) = 240 \text{ А}$$

$$I_{2.\text{откл.втор}} := \frac{I_{2.\text{откл}}}{K_{\text{ТТ}}} = 1.2 \text{ А} \quad \text{Полученное значение необходимо привести к значению панели защит. Выбираем ближайшее- 1А}$$

$$I_{2.\text{откл.вт}} := 1 \text{ А}$$

$$I_{1.\text{кз.min}} := 890 \text{ А}$$

$$I_{2.\text{блокир}} := 0.5 \cdot I_{2.\text{откл.вт}} = 0.5 \text{ А}$$

$$I_{2.\text{кз.min}} := 890 \text{ А}$$

Проверка чувствительности:

$$K_{\text{ч}} := \frac{I_{1.\text{кз.min}}}{K_{\text{ТТ}} \cdot I_{2.\text{откл.вт}}} = 4.45 \quad K_{\text{www}} := \frac{I_{2.\text{кз.min}}}{K_{\text{ТТ}} \cdot I_{2.\text{откл.вт}}} = 4.45$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 2.  
Данные органы защиты являются чувствительными.

ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Расчеты в ПВК MathCad 15

Расчет сопротивления срабатывания:

Сопротивление срабатывания принимаем равным  $Z_{\text{ср. II}}$  второй ступени

ДЗ:

$$Z_{\text{ср}} := 41.65 \text{ Ом}$$

Проверка чувствительности:

$$I_{3, \text{КЗ}} := 7900 \text{ А}$$

$$Z_{\text{КЗ}} := 0.5 \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{3, \text{КЗ}}} = 8.404 \text{ Ом}$$

$$K_{\text{www}} := \frac{Z_{\text{ср}}}{Z_{\text{КЗ}}} = 4.956 \quad K_{\text{ч}} \text{ должен быть больше, либо равен } 2$$

Расчет коэффициентов фильтров тока:

$$I_{1.1.1} := 626 \text{ А} \quad I_{2.1.1} := 626 \text{ А} \quad I_{2.1} := 626 \text{ А}$$

$$K_{f.1} := \frac{(I_{1.1.1} + I_{\text{раб. max}})}{I_{2.1.1}} = 2.597$$

$$K_{f.2} := 1.5 \cdot \left( \frac{I_{\text{раб. max}}}{I_{2.1}} \right) = 2.396$$

По полученным результатам необходимо привести значение  $K_{f, \text{расч.}}$  в соответствие со значением панели защиты, а также соблюсти данное неравенство:

$$K_{f.2} \leq K_{f, \text{расч.}} \leq K_{f.1}$$

Принимаем ближайшее значение в соответствии с панелью  $K_{f, \text{расч.}} := 4$

Проверка чувствительности:

$$K_{\text{www}} := \left[ \frac{\left[ \frac{I_{2.1.1}}{K_{\text{ТГ}}} - \left( \frac{I_{1.1.1}}{K_{\text{ТГ}}} \right) \right]}{I_{2. \text{блокир}}} \right] = 4.695$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 2

Угол блокировки: 60 градусов

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчеты в ПВК MathCad 15

#### 2.5 Выбор уставок срабатывания АПВ:

Время срабатывания АПВ выбирается с учетом времени срабатывания защит, осуществляющих ближнее резервирование с противоположной стороны, т.е 2 ступень ДЗ и 3 ступень ТЗНП. С учетом того, что данные ступени защит прошли проверку по чувствительности, время их срабатывания равно:

$$t_{2.ДЗ} := 0.5 \text{ с} \quad t_{3.ТЗНП} := 1.3 \text{ с}$$

Чтобы отстроиться от данных ступеней, необходимо выбрать наибольшее время срабатывания. В нашем случае это  $t_{3.ТЗНП}$  и ввести выдержку времени, чтобы дать защите отработать, тогда время срабатывания АПВ:

$$\Delta t := 0.5 \text{ -ступень селективности}$$

$$t_{АПВ} := t_{3.ТЗНП} + \Delta t = 1.8$$

$$\Delta \phi := 40 \text{ градусов}$$

Минимальное вторичное напряжение, для работы АПВ:

$$U_{\min} := 80 \text{ В}$$

Максимально минимальный ток при минимальном напряжении в линии:

$$U_{\min.лин} := 0.075 \text{ А}$$

#### 2.6 Выбор уставок срабатывания УРОВ:

Ток срабатывания УРОВ:

$$I_{\text{ср.УРОВ}} := 60 \text{ А}$$

Время срабатывания УРОВ:

$$T_{\text{ср.УРОВ}} := 0.3 \text{ с}$$

#### 2.7 Расчет ВЧБ

$$I_{\text{раб.макс.транс.ВН}} := \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 100.409 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.ВН}} := I_{\text{раб.макс.транс.ВН}} = 100.409 \text{ А}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$I_{\text{раб.макс.транс.СН}} := \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 38.5} = 599.844 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.СН}} := I_{\text{раб.макс.транс.СН}} = 599.844 \text{ А}$$

$$I_{\text{раб.макс.транс.НН}} := \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2.099 \times 10^3 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном.НН}} := I_{\text{раб.макс.транс.НН}} = 2.099 \times 10^3 \text{ А}$$

Коэффициенты трансформации ТТ:

$$k_{\text{ТТ.ВН}} := \frac{150}{5} = 30$$

$$k_{\text{ТТ.СН}} := \frac{600}{5} = 120$$

$$k_{\text{ТТ.НН}} := \frac{3000}{5} = 600$$

Коэффициенты схемы ТТ:

$$k_{\text{сх.ВН}} := \sqrt{3}$$

$$k_{\text{сх.СН}} := \sqrt{3}$$

$$k_{\text{сх.НН}} := 1$$

Вторичные номинальный токи трансформатора:

$$I_{\text{ном.ВН.втор}} := \frac{(I_{\text{ном.ВН}} \cdot k_{\text{сх.ВН}})}{k_{\text{ТТ.ВН}}} = 5.797$$

$$I_{\text{ном.СН.втор}} := \frac{(I_{\text{ном.СН}} \cdot k_{\text{сх.СН}})}{k_{\text{ТТ.СН}}} = 8.658$$

$$I_{\text{ном.НН.втор}} := \frac{(I_{\text{ном.НН}} \cdot k_{\text{сх.НН}})}{k_{\text{ТТ.НН}}} = 3.499$$

Определение тока срабатывания защиты:

$$k_{\text{пер}} := 1 \quad \text{-коэффициент, учитывающий переходной режим}$$

$$k_{\text{одн}} := 1 \quad \text{-коэффициент однотипности}$$

$$\varepsilon := 0.1 \quad \text{-погрешность ТТ}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$I_{\text{кз.сумм.}} := 8100 \text{ A}$$

$$Z_{\text{экв}} := \frac{230 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.сумм.}}} = 16.394 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{т.ВН}} := 275.06 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{т.СН}} := 5.7 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{т.НН}} := 148.11 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{т.ВН.НН}} := Z_{\text{т.ВН}} + Z_{\text{т.НН}} = 423.17 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{т.ВН.СН}} := Z_{\text{т.ВН}} + Z_{\text{т.СН}} = 280.76 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{кз.тр1}} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{экв}} + Z_{\text{т.ВН.НН}})} = 0.30 \text{ кА}$$

$$I_{\text{кз.тр2}} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{экв}} + Z_{\text{т.ВН.СН}})} = 0.44 \text{ кА}$$

$$I_{\text{кз.тр3}} := \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{экв}} + Z_{\text{т.ВН}})} = 0.45 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к.мах}} := 430 \text{ A}$$

$$I_{\text{нб.расч1}} := k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \epsilon \cdot I_{\text{к.мах}} = 43 \text{ A}$$

Диапазон регулирования напряжения на сторонах (РПН, ПБВ) и коэффициенты токораспределения (отношение значения тока внешнего КЗ через трансформатор к току на стороне, где устраивается КЗ):

$$\Delta U_{\alpha} := 0.1$$

$$\Delta U_{\beta} := 0.1$$

$$K_{\text{ток.}\alpha} := \frac{0.291}{6.297} = 0.046$$

$$K_{\text{ток.}\beta} := \frac{0.423}{2.486} = 0.17$$

$$I_{\text{нб.расч2}} := I_{\text{к.мах}} \cdot (\Delta U_{\alpha} \cdot K_{\text{ток.}\alpha} + \Delta U_{\beta} \cdot K_{\text{ток.}\beta}) = 9.304$$

$$I_{\text{нб.расч}} := I_{\text{нб.расч1}} + I_{\text{нб.расч2}}$$

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**  
**Расчеты в ПВК MathCad 15**

$$I_{\text{нб.расч}} = 52.304 \text{ А}$$

Определение тока срабатывания защиты по условию отстройки максимального тока небаланса:

$$k_{\text{отс}} := 1.3$$

$$I_{\text{сз.ДЗТ.расч1}} := k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 67.995 \text{ А}$$

Определение тока срабатывания защиты по условию отстройки от броска тока намагничивания:

$$I_{\text{ном.ВН}} = 100.40 \text{ А}$$

$$I_{\text{БТН}} := 3 \cdot I_{\text{ном.ВН}} = 301.226 \text{ А}$$

$$I_{\text{сз.ДЗТ.расч2}} := k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{БТН}} = 391.594 \text{ А}$$

Принимаем:

$$I_{\text{сз.ДЗТ}} := I_{\text{сз.ДЗТ.расч2}} = 391.594 \text{ А}$$

Проверка чувствительности:

$$I_{\text{к.р}} := 423 \text{ А}$$

$$k_{\text{ч.ДЗТ}} := \frac{I_{\text{к.р}}}{I_{\text{сз.ДЗТ}}} = 1.08$$

Определение числа витков обмотки НТТ:

$$F_{\text{ср}} := 150 \text{ -МДС для ДЗТ-11}$$

$$I_{\text{сз.ДЗТ.втор.осн}} := \frac{(I_{\text{сз.ДЗТ}} \cdot k_{\text{сх.ВН}})}{k_{\text{ТТ.ВН}}} = 22.609 \text{ А}$$

$$\omega_{\text{осн.расч}} := \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{сз.ДЗТ.втор.осн}}} = 6.635$$

$$\omega_{\text{осн}} := 7$$

Число витков обмотки НТТ реле на других сторонах:

$$\omega_{\text{I.расч}} := \omega_{\text{осн}} \cdot \frac{I_{\text{ном.ВН.втор}}}{I_{\text{ном.СН.втор}}} = 4.687$$

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**  
**Расчеты в ПВК MathCad 15**

$$\omega_{II,расч} := \omega_{осн} \cdot \frac{I_{НОМ.ВН.втор}}{I_{НОМ.НН.втор}} = 11.597$$

$$\omega_I := 4$$

$$\omega_{II} := 11$$

**Расчетный ток небаланса, обусловленный неточностью выставления витков в обмотках НТТ:**

$$I_{нб,расч3} := \left[ \frac{(\omega_{I,расч} - \omega_I)}{\omega_{I,расч}} \cdot K_{ток,\alpha} - \frac{(\omega_{II,расч} - \omega_{II})}{\omega_{II,расч}} \cdot K_{ток,\beta} \right] \cdot I_{к,max} = -0.855 \text{ А}$$

**Окончательный расчет тока срабатывания защиты с учетом  $I_{нб,расч3}$**

$$I_{нб,расч} := |I_{нб,расч1}| + |I_{нб,расч2}| + |I_{нб,расч3}| = 53.159 \text{ А}$$

$$k_{отс} = 1.3$$

$$I_{сз,ДЗТ,расч3} := k_{отс} \cdot I_{нб,расч} = 69.107 \text{ А}$$

$$I_{сз,ДЗТ} := I_{сз,ДЗТ,расч2} = 391.594 \text{ А}$$

**Расчет удовлетворяет принятое ранее значение**

**Расчет числа витков тормозной обмотки НТТ:**

$$I_{раб,ВН} := \frac{(I_{к,р} \cdot k_{сх,ВН})}{k_{тт,ВН}} = 24.422 \text{ А}$$

$$I_{раб,СН} := \frac{\left( I_{к,р} \cdot k_{сх,ВН} \cdot \frac{230}{37.5} \right)}{k_{тт,СН}} = 37.44 \text{ А}$$

$$F_{раб} := I_{раб,ВН} \cdot \omega_I + I_{раб,СН} \cdot \omega_{II} = 509.604$$

$$I_{торм} := I_{к,max} = 430 \text{ А} \quad I_{торм,втор} := I_{торм} \cdot \frac{k_{сх,СН}}{k_{тт,СН}} = 6.207 \text{ А}$$

$$\omega_{раб} := \omega_{осн,расч} = 6.635 \quad \text{tg} \alpha := 0.75$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Расчеты в ПВК MathCad 15

$$\omega_{\text{торм.расч}} := k_{\text{отс}} \cdot \frac{(I_{\text{нб.расч}} \cdot \omega_{\text{раб}})}{I_{\text{торм}} \cdot \text{tg}\alpha} = 1.422$$

$$\omega_{\text{торм}} := 1$$

Для выставления рассчитанных чисел витков обмоток НТТ необходимо применение реле ДЗТ-11/1

### 3. Пересчет необходимых уставок из ЭМ в МП:

#### 3.1 Уставки АУВ и АПВ

Напряжение срабатывания ПО максимального напряжения шин, В:

$$U_{\text{НОМ}} := 220 \cdot 10^3 \text{ В} \quad K_{\text{ТН}} := \frac{220000}{100} = 2.2 \times 10^3$$

$$U_{\text{ср.мах.Ш}} := \frac{(0.8 \cdot U_{\text{НОМ}})}{K_{\text{ТН}}} = 80 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания ПО минимального напряжения шин, В:

$$U_{\text{ср.мин.Ш}} := \frac{(0.4 \cdot U_{\text{НОМ}})}{K_{\text{ТН}}} = 40 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания ПО максимального напряжения от ШОН, В:

$$U_{\text{ср.мах.ШОН}} := \frac{(0.8 \cdot U_{\text{НОМ}})}{K_{\text{ТН}}} = 80 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания ПО минимального напряжения от ШОН, В:

$$U_{\text{ср.мин.ШОН}} := \frac{(0.4 \cdot U_{\text{НОМ}})}{K_{\text{ТН}}} = 40 \text{ В}$$

Скорость изменения угла ИО контроля синхронизма, Гц:

$$\varphi := 40 \text{ Град} \quad T_{\text{АПВ}} := 1.8 \text{ с} \quad T_{\text{ВВ}} := 0.8 \text{ с}$$

$$\Delta f := \frac{\varphi}{360 \cdot (T_{\text{АПВ}} + T_{\text{ВВ}})} = 0.043 \text{ Гц}$$

Принимаем  $\Delta f = 0.05 \text{ Гц}$

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчеты в ПВК MathCad 15

Предельная скорость изменения угла ИО контроля синхронизма, Гц:

$$\Delta f_{\text{пред}} := \frac{\varphi}{360 \cdot T_{\text{АПВ}}} = 0.062 \text{ Гц}$$

### 3.2 Уставки ДЗ:

$$Z_{\text{ср.I}} := 25.831 \text{ Ом} \quad \varphi_{\text{м.ч}} := 80 \text{ град}$$

$$X_1 := \left[ Z_{\text{ср.I}} \cdot \frac{(1 + \sin(80\text{deg}))}{2} \right] = 25.635 \text{ Ом}$$

$$R_1 := \frac{Z_{\text{ср.I}}}{(1 + \sin(80\text{deg}))} = 13.014 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{ср.II}} := 45.98 \text{ Ом}$$

$$X_2 := \left[ Z_{\text{ср.II}} \cdot \frac{(1 + \sin(80\text{deg}))}{2} \right] = 45.631 \text{ Ом}$$

$$R_2 := \frac{Z_{\text{ср.II}}}{(1 + \sin(80\text{deg}))} = 23.166 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{ср.III}} := 137 \text{ Ом}$$

$$X_3 := \left[ Z_{\text{ср.III}} \cdot \frac{(1 + \sin(80\text{deg}))}{2} \right] = 135.959 \text{ Ом}$$

$$R_3 := \frac{Z_{\text{ср.III}}}{(1 + \sin(80\text{deg}))} = 69.024 \text{ Ом}$$

$$U := 220 \cdot 10^3 \text{ В} \quad I_{\text{раб.макс}} := 1000 \text{ А}$$

$$Z_{\text{нагр}} := \frac{0.8U}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{раб.макс}}} = 101.614 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{нагр}} := \left[ Z_{\text{нагр}} \cdot \frac{(1 + \sin(80\text{deg}))}{2} \right] = 100.842 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{нагр}} := \frac{Z_{\text{нагр}}}{(1 + \sin(80\text{deg}))} = 51.196 \text{ Ом}$$

### 3.3 Уставки органа определяющего вид повреждений:

Ток срабатывания ЗИо

$$3I_0 := 1.5 \cdot K_{\text{ТТ}} = 300 \text{ А} \quad K_{\text{ТТ}} := \frac{1000}{5} \quad I_{\text{ном}} := 1000 \text{ А}$$

Ток срабатывания по БТ:

$$I_{\text{ср.БТ}} := 2 \cdot I_{\text{ном}} = 2 \times 10^3 \text{ А}$$

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**  
**Расчеты в ПВК MathCad 15**

**1.4 Уставки блокирования при качаниях (БК) по ДІ:**

Уставка по приращению I2 чувств. реле тока (РТ) БК, А:

$$I_{2.чувств} := 0.5 \cdot K_{ТТ} = 100 \text{ А}$$

Уставка по приращению I2 грубого реле тока (РТ) БК, А:

$$I_{2.груб} := 3 \cdot I_{2.чувств} = 300 \text{ А}$$

Уставка по приращению I1 чувств. реле тока (РТ) БК, А:

$$I_{1.чувств} := I_{2.чувств} \cdot 2 = 200 \text{ А}$$

Уставка по приращению I1 грубого реле тока (РТ) БК, А:

$$I_{1.груб} := 3 \cdot I_{1.чувств} = 600 \text{ А}$$

**1.5 Уставки ВЧБ:**

Ток срабатывания ПО по 3Io, блокирующий:

$$3I_{0.блокир} := 1.5 \cdot K_{ТТ} = 300 \text{ А}$$

Ток срабатывания ПО по 3Io, отключающий:

$$3I_{0.отключ} := 2 \cdot 3I_{0.блокир} = 600 \text{ А}$$

Ток срабатывания ПО по I2, отключающий:

$$I_{2.отключ} := 1 \cdot K_{ТТ} = 200 \text{ А}$$

Ток срабатывания ПО по I2, блокирующий:

$$I_{2.блокир} := \frac{I_{2.отключ}}{2} = 100 \text{ А}$$

Ток срабатывания ПО по Iл (АВ), блокирующий:

$$I_{л.блокир} := I_{2.блокир} \cdot \sqrt{3} = 173.205 \text{ А}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Расчеты в ПВК MathCad 15

Ток срабатывания ПО по Iл (АВ), отключающий:

$$I_{л.отключ} := I_{2.отключ} \cdot \sqrt{3} = 346.41 \text{ А}$$

Ток срабатывания ПО по приращению I2, блокирующий:

$$dI_{2.блокир} := I_{2.блокир} \cdot 0.7 = 70 \text{ А}$$

Ток срабатывания ПО по приращению I2, отключающий:

$$dI_{2.отключ} := dI_{2.блокир} \cdot 2 = 140 \text{ А}$$

Ток срабатывания ПО по приращению I1, блокирующий:

$$dI_{1.блокир} := dI_{2.блокир} \cdot 4 = 280 \text{ А}$$

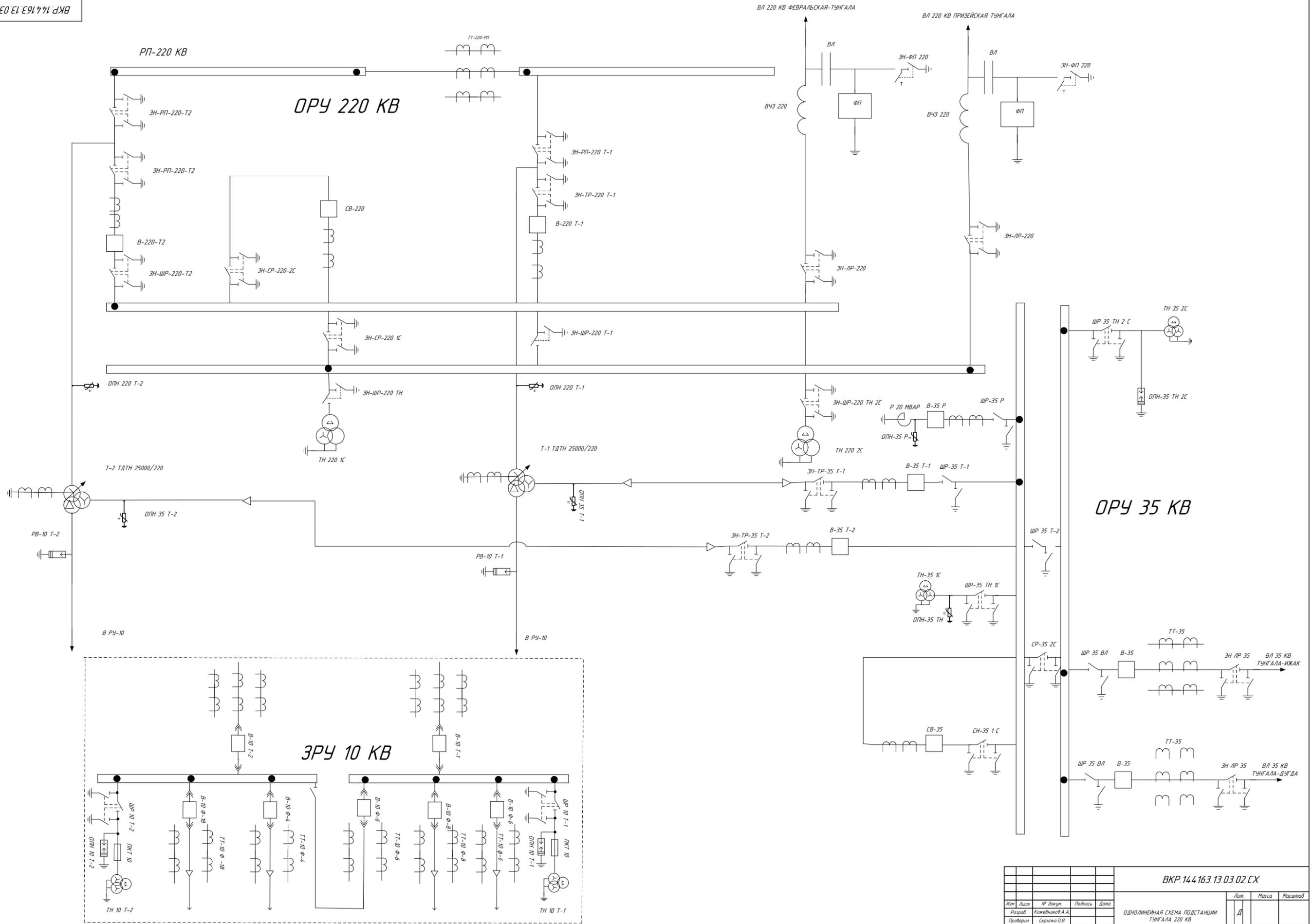
Ток срабатывания ПО по приращению I1, отключающий:

$$dI_{1.отключ} := dI_{1.блокир} \cdot 2 = 560 \text{ А}$$

Уставки ИО Zот и Zотв  
ВЧБ:

$$Z_{ср.ДЗЛ} := 66 \text{ Ом} \quad \phi := 85 \text{ град}$$

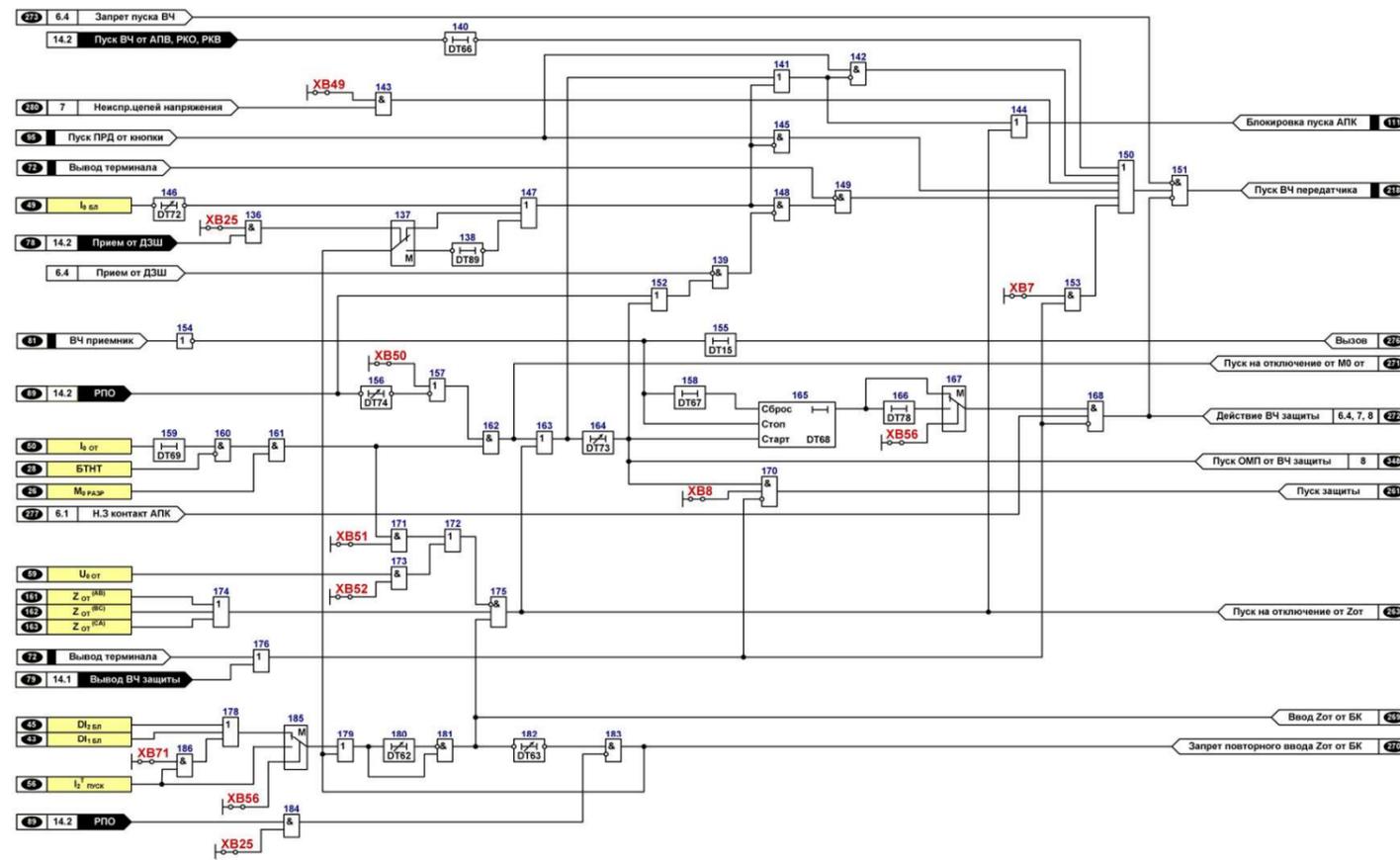
$$X_{ДФЗ} := \left[ Z_{ср.ДЗЛ} \frac{(1 + \sin(85\text{deg}))}{2} \right] = 65.874 \text{ Ом} \quad R_{ДФЗ} := \frac{Z_{ср.ДЗЛ}}{(1 + \sin(85\text{deg}))} = 33.063 \text{ Ом}$$



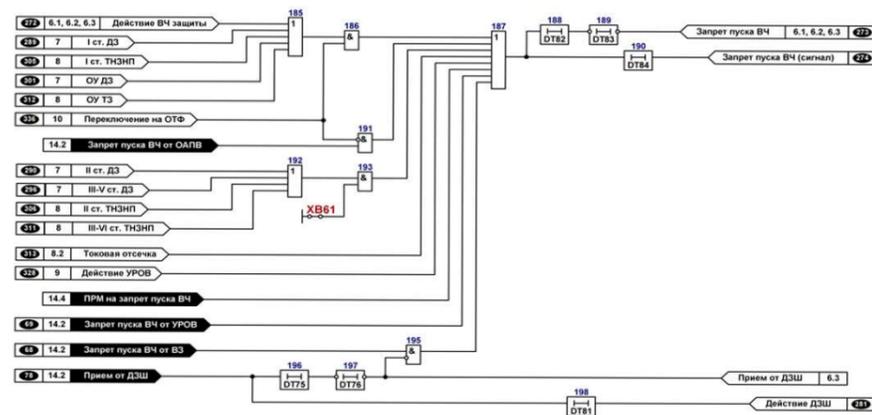
				ВКР.144163.13.03.02.СХ			
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА ПОДСТАНЦИИ ТУНГАЛА 220 КВ	Лит	Масштаб
Разработ	Кожеников А.А.					Д	
Проверил	Скрипка О.В.						
Т.контр						Лист 6	Листов 6
Рисовал					Модернизация релейной защиты и автоматики ВЛ 220 кВ ПС Призейская – ПС Тунгала и ПС Тунгала	АмГУ Кафедра энергетики	
Н.контр	Козлов А.Н.						
Утвердил	Сабина Н.В.						



Функциональная схема логической части ВЧБ терминала БЗ2704



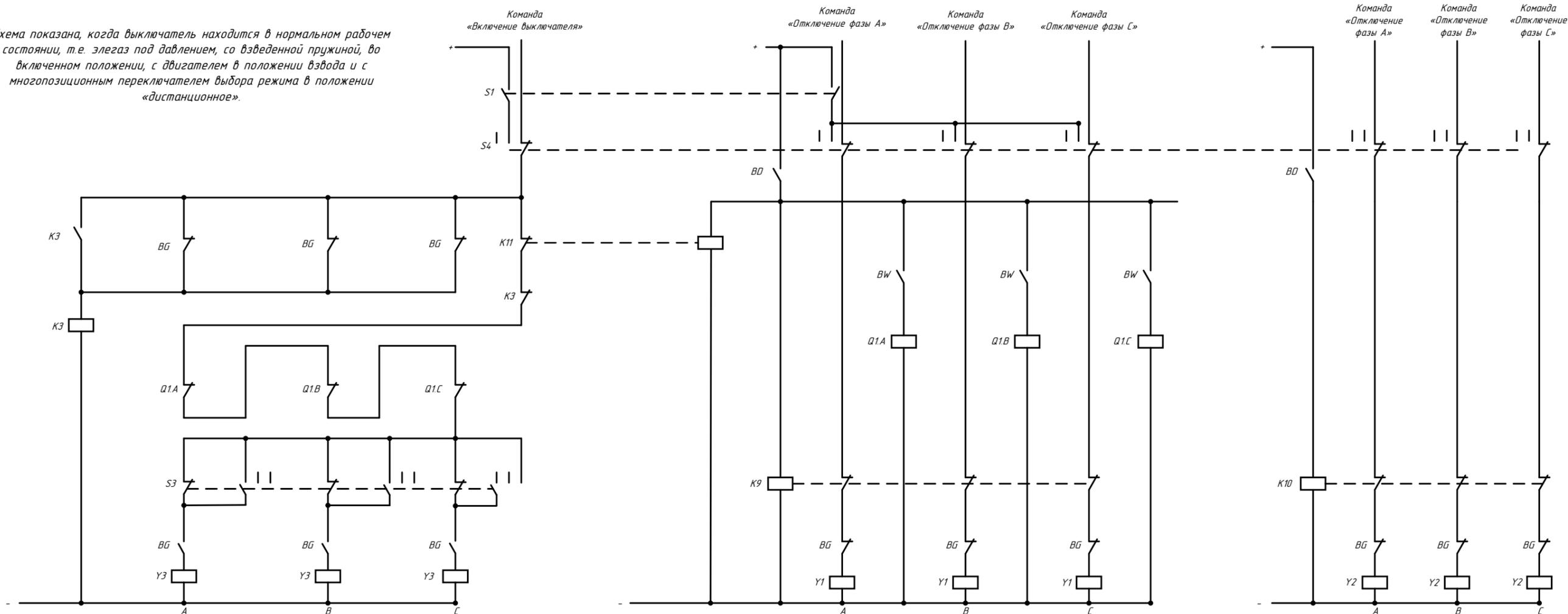
Функциональная схема логической части запрета пуска ВЧ терминала БЗ2704



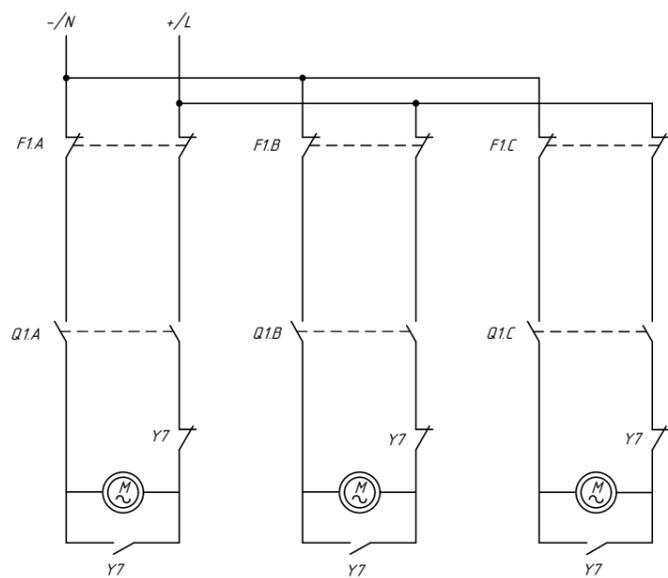
				ВКР.144.163.13.03.02.СХ				
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Функциональная логическая схема ВЧБ Терминала БЗ2704	Лит	Масса	Масштаб
Разраб	Проверил	Т.контр	Рисунки	Исполн		Д		
Исполн	Козлов А.Н.	Сабина Н.В.				Лист 6	Листов 6	
Утвердил						АМГУ Кафедра энергетики		
					Модернизация релейной защиты и автоматики ВЛ 220 кВ ПС Призвская – ПС Тунгала и ПС Тунгала			

Цепь управления выключателем

Схема показана, когда выключатель находится в нормальном рабочем состоянии, т.е. элегаз под давлением, со взведенной пружиной, во включенном положении, с двигателем в положении взвода и с многопозиционным переключателем выбора режима в положении «дистанционное».

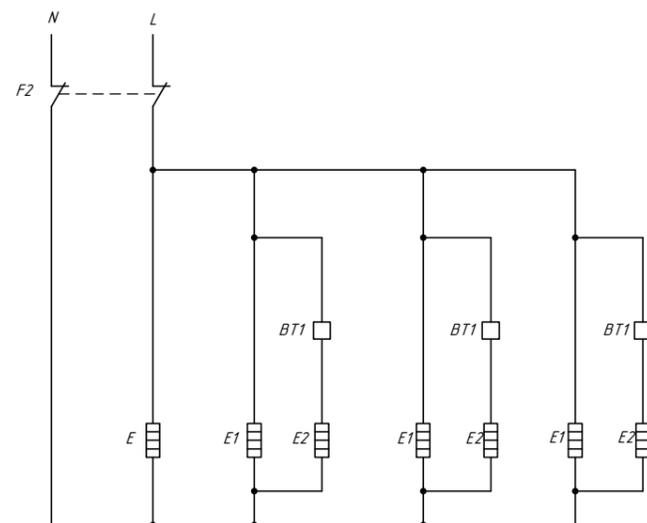


Цепь подключения двигателя



N - нейтраль  
L - под напряжением

Цепь подключения нагревателя



K12	Вспомогательное реле (пружина не взведена)
K13	Вспомогательное реле (пружина взведена)
M	Электродвигатель
Q1	Контактор
Q1.A-C	Контактор
S1	Ключ управления (Отключение/включение)
S3	Многопозиционный переключатель (выбор полюсов)
S4	Многопозиционный переключатель выбора режима управления (местное/дистанционное/отключено)
Y1, Y2	Отключающая катушка
Y3	Включающая катушка
Y7	Блокировочный контакт (при ручном взводе пружин)
K25	Сигнал реле, низкое давление газа

BD	Сигнальный контакт реле плотности
BG	Вспомогательный контакт
BT1	Термостат
BW	Концевой выключатель
E	Нагреватель
E1	Нагреватель
E2	Нагреватель
F1	Пускатель для прямого пуска электродвигателя от сети (микровыключатель)
F1.A-C	Пускатель для прямого пуска электродвигателя от сети (микровыключатель)
F2	Автоматический микровыключатель, вспомогательные цепи переменного тока
K3	Реле защиты от многократных включений
K9, K10	Реле блокировки, отключение
K11	Реле блокировки включения

ВКР.144116.130302.СХ			
Изм	Лист	№ документа	Подп.
Разраб	Кожванова А.А.		
Провер	Скрипка О.В.		
Т. контр			
Н. контр	Козлов А.Н.		
Упр	Савина Н.В.		
Цепи управления выключателем		Литера	Масштаб
		Д	
Модернизация релейной защиты и автоматики ВЛ 220 кВ ПС Привольная - ПС Тунгала и ПС Тунгала		Лист	Листов
		АнГЧ Кафедра энергетики	

## Функциональная схема логической части МТЗ терминала

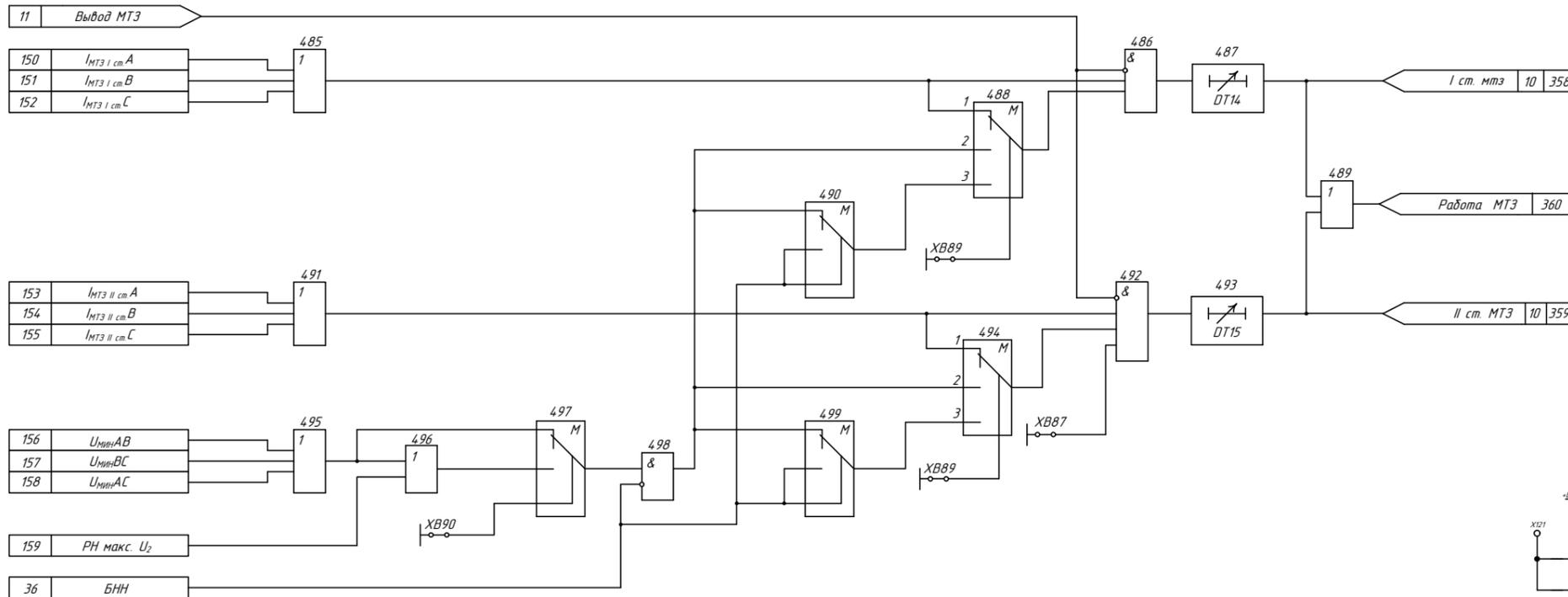
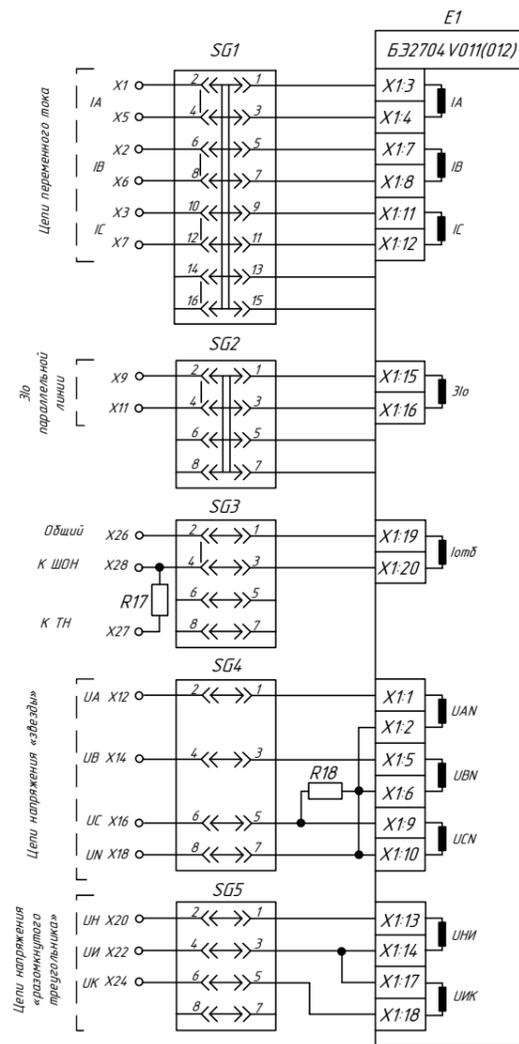


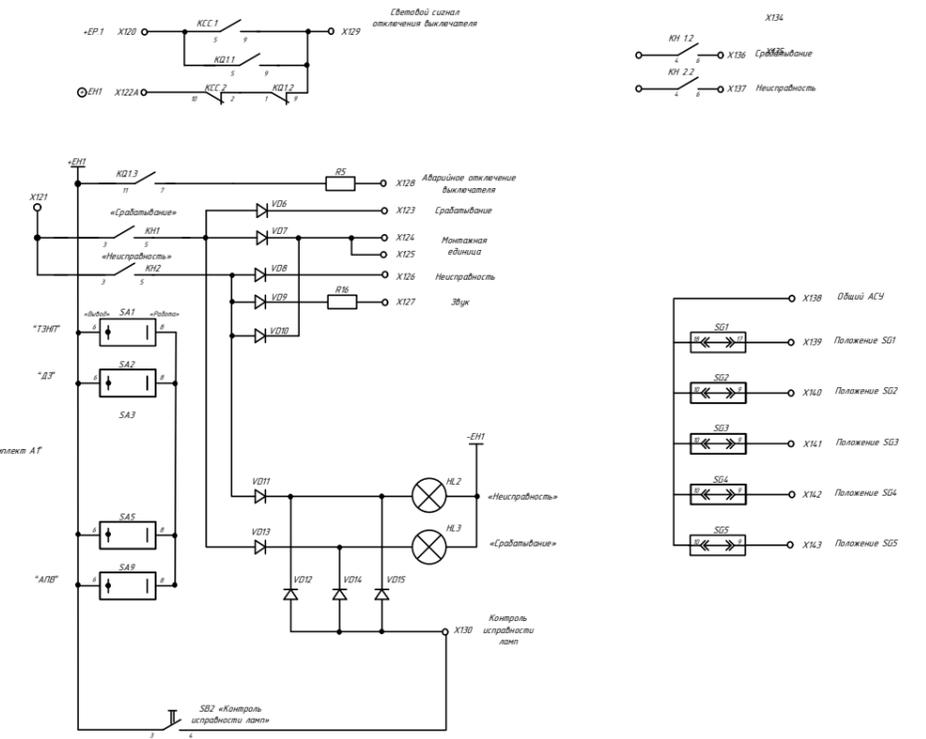
Схема цепей переменного тока и напряжения



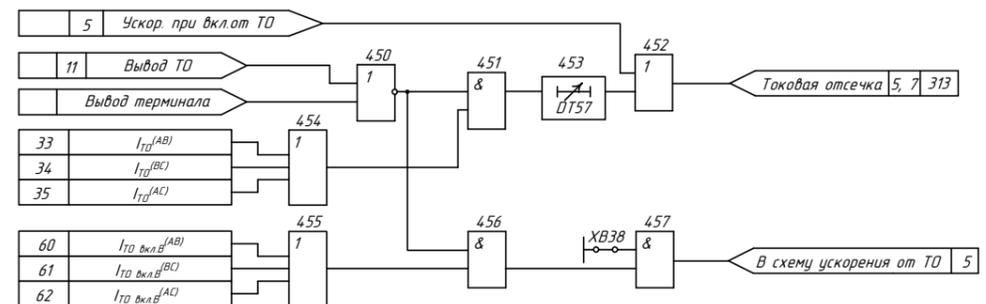
**Левая сторона**

Цель	Конт
<b>Цепи переменного тока</b>	
A	1
B	2
C	3
N	4
A	5
B	6
C	7
N	8
Эго	9
Эго	10
Эго	11
<b>Цепи переменного напряжения</b>	
UA	12
UB	13
UC	14
UN	15
UN	16
UN	17
UN	18
UN	19
UN	20
UN	21
UN	22
UN	23
UN	24
UN	25
Общий	26
к ТН	27
к ШОН	28

## Схема цепей сигнализации

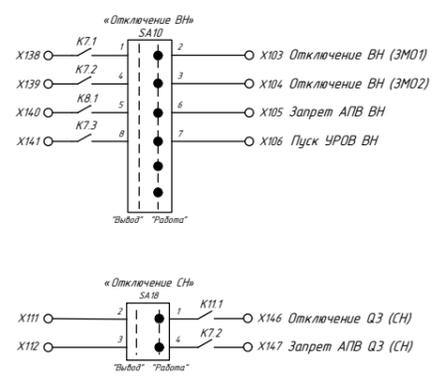
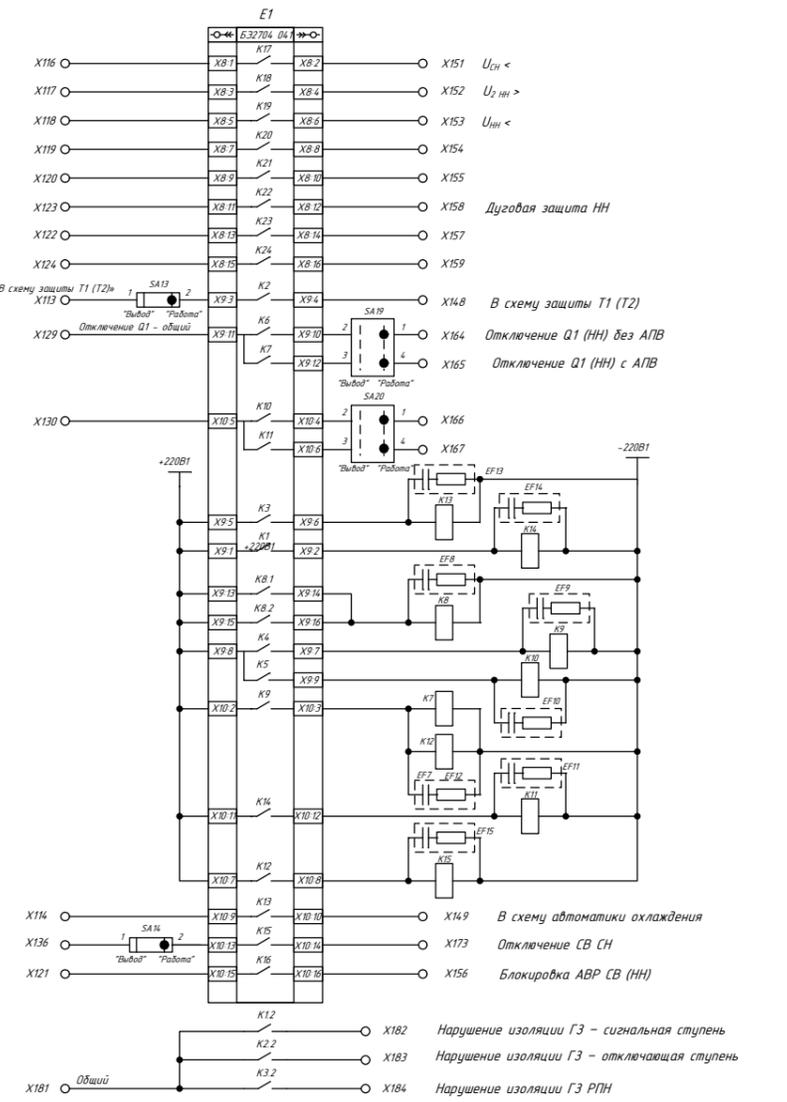
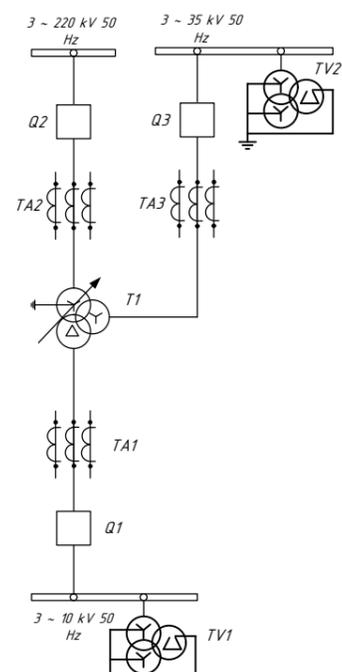
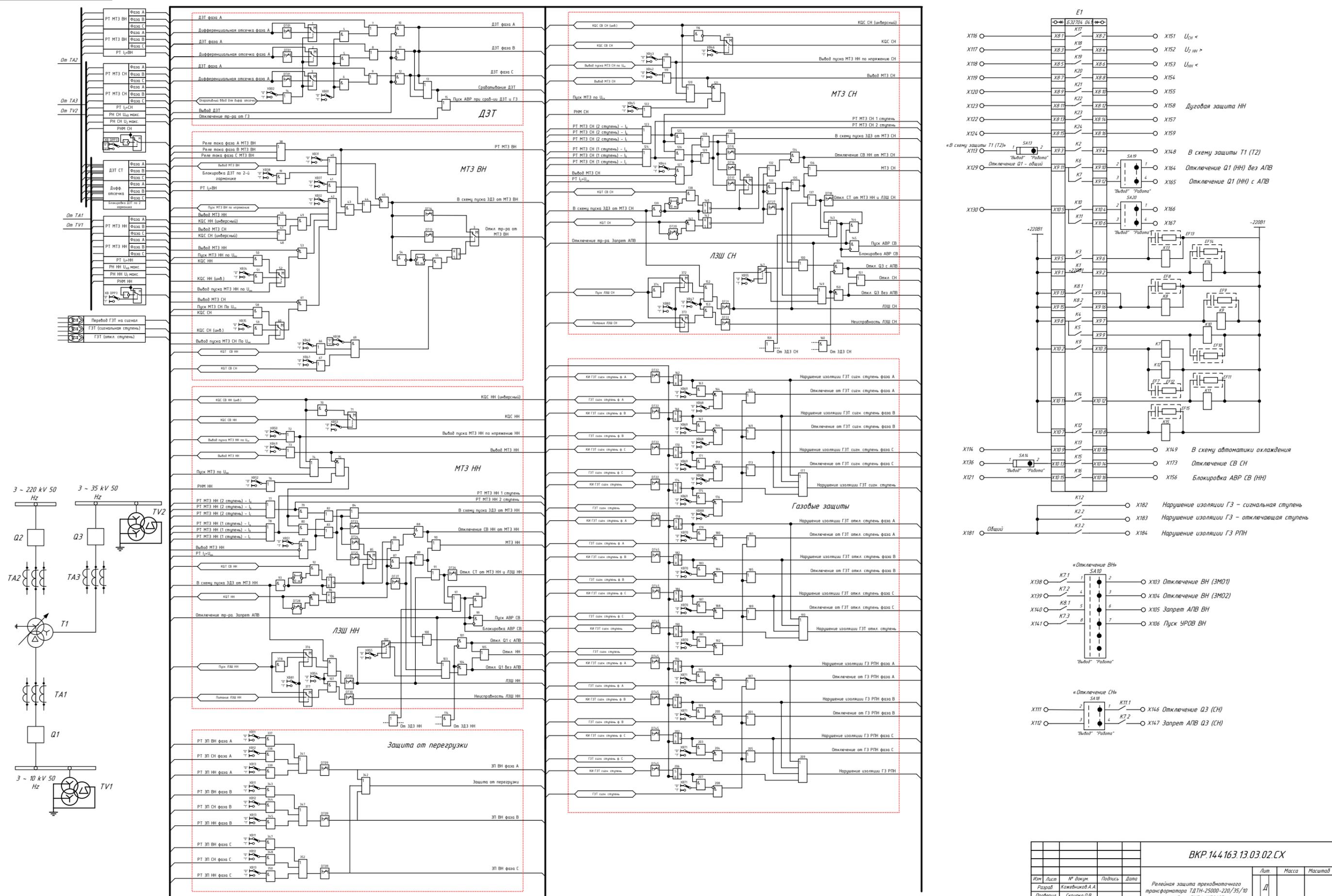


## Функциональная схема логической части ТО терминала



ВКР 14.4.163.13.03.02.СХ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист	Масса	Масштаб
Разработ	Проверил	Т.контр	И.контр	Утв.	Д		
СХЕМА ЛОГИЧЕСКИХ ЧАСТЕЙ, ЦЕПЕЙ СИГНАЛИЗАЦИИ, ПЕРЕМЕННОГО ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ ТЕРМИНАЛА БЗ2704. V011					Лист	Листов	
Модернизация релейной защиты и автоматики ПС Призвёйская – ПС Тунгала и ПС Тунгала					АМГУ Кафедра энергетики		



ВКР.144.163.13.03.02.СХ				Лит	Масса	Масштаб
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		
Разраб	Кожынов А.А.					
Проверил	Скрипка О.В.					
Т.контр						
Рецензент						
Н.контр	Козлов А.Н.					
Утвердил	Сабина Н.В.					
Релейная защита трехфазного трансформатора ТДТН-25000-220/35/10 на базе ЭКРА Ш32607				Лист 6		Листов 6
Модернизация релейной защиты и автоматики ВЛ 220 кВ ПС Припойская - ПС Тунгала и ПС Тунгала				АМГУ Кафедра энергетики		