

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция ПС 220/110 кв. «Вышестеблиевская» Темрюкского района  
Краснодарского края

Обучающийся

Д. А. Скоробогатов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В.И. Платов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

## Аннотация

Проведение аналитической работы в отношении актуального состояния электрической подстанции (далее ПС) 220/110 кВ Вышестеблиевская, позволяет актуализировать возможность обоснования важности реализации реконструкции представленного объекта энергетической сферы, направленной на совершенствование уровня надежности и эффективности данного объекта с расширенным использованием открытого распределительного устройства (ОРУ) 110 кВ на единственную линейную ячейку, обеспечивающая присоединение линии электропередачи (ЛЭП) 110 кВ Береговая ВЭС - Вышестеблиевская.

При выполнении представленной выпускной квалификационной работы было проведено исследование в отношении первичных схем подстанции 220/110 кВ Вышестеблиевская, а также поверка параметров автотрансформаторов (далее АТ) на предмет их соответствия заявленным показателям и стандартам, выработаны и обоснованы все виды работ, проведение которых предполагается при реализации реконструкции рассматриваемой ПС.

Формируя аппаратный механизм за основу, были взяты методы, позволяющие обеспечить расчет токов короткого замыкания, установок срабатывания устройств, относящихся к релейной защите и автоматике (РЗА), с опорой на имеющиеся методические указания, предоставленные заводами-изготовителями, а также стандарты, актуализированные для организаций со стороны Федеральной сетевой компании Единой энергетической сети (ФСК ЕЭС).

Реконструкция схематичной составляющей рассматриваемого объекта осуществлялась на базисе детального изучения необходимых технологических аспектов. Разработка технологий ведения реконструкции осуществлялась с учетом требования к обязательному соблюдению необходимой безопасности при выполнении соответствующих работ,

выработке определенного алгоритма действий, исключающих выведение основного оборудования объекта из строя на длительный срок. Важным аспектом являлось обеспечение непрерывности функционирования исследуемого объекта.

Принятые и представленные в рамках данной выпускной квалификационной работы технические решения, были разработаны с обязательным соответствием экологическим, санитарно-гигиеническим, противопожарным нормам, стандартам и требованиям, актуальных на всей территории Российской Федерации, предназначенные для обеспечения безопасности жизнедеятельности людей, в том числе, и занятых на эксплуатации объекта.

Выпускная квалификационная работа состоит из: пояснительной записки, содержащей 71 страницу, 17 таблиц, 12 рисунков и графической части, включающей 06 листов чертежей формата А1.

## Содержание

Введение.....	5
1 Анализ состояния подстанции 220/110 кВ Вышестеблиевская .....	7
2 Расчет токов короткого замыкания и выбор электрооборудования .....	16
2.1 Преобразование схемы сети 110 кВ .....	16
2.2 Расчет тока короткого замыкания на системе шин 110 кВ .....	21
2.3 Проверка выбранного для монтажа выключателя 110 кВ.....	23
2.4 Проверка трансформатора тока, выбранного для установки .....	29
2.5 Проверка выбранного разъединителя 110 кВ .....	33
2.6 Проверка линейного трансформатора напряжения 110 кВ .....	36
3 Релейная защита элементов подстанции .....	40
3.1 Дифференциальная защита линии.....	40
3.2 Междугазная токовая отсечка.....	53
3.3 Максимальная токовая защита .....	54
3.4 Дистанционная защита .....	55
3.5 Токовая защита нулевой последовательности .....	59
3.6 Устройство резервирования отказа выключателя .....	64
3.7 Автоматика повторного включения.....	65
Заключение .....	67
Список используемых источников.....	69

## Введение

В сфере отечественных энергетических систем ПС 220 кВ играют ключевую роль, являясь стратегическими пунктами. Их усовершенствование лежит в основе прогресса всей системы. Оборудование, встраиваемое в такие системы, должно соответствовать последним нормативам и стандартам. Эффективная интеграция передовых технологий и решений в области энергетики критична для формирования устойчивой и надежной энергетической сети, которая объединяет разнообразные региональные энергосистемы и способствует расширению инфраструктуры в данных регионах.

Усилия по увеличению надежности и оптимизации энергосистемы включают разработку и адаптацию новых энергетических объектов, а также актуализацию и реконструкцию существующих объектов. Введение в эксплуатацию новых и модернизированных элементов является ключом к достижению высоких показателей работы всей энергетической системы.

Сложность и масштабы текущих задач определяют объем необходимой реконструкции на конкретных энергообъектах, что, в свою очередь, способствует повышению надежности электрооборудования в районе. Таким образом, глубокая проработка рассматриваемых нами аспектов является ключевой для успешного выполнения работ.

В качестве центрального объекта исследования выступает подстанция 220/110 кВ «Вышестеблиевская», которая географически находится в Темрюкском районе Краснодарского края. Этот объект является важной составляющей в структуре региональной энергетической сети и играет значительную роль в обеспечении энергетической стабильности региона.

Основными предпосылками для проведения реконструкции подстанции 220/110 кВ «Вышестеблиевская» является планируемое строительство на территории Таманского полуострова объекта генерации электрической

энергии «Береговая ВЭС» и необходимостью интеграции этого объекта для выдачи генерируемых мощностей в единую энергосистему страны.

ПС 220/110 кВ «Вышестеблиевская» создавалась как объект, предназначенный для обеспечения электроэнергией быстроразвивающегося технического кластера, а также для повышения надежности питания жилищного сектора и частной инфраструктуры расположенных на Таманском полуострове.

Позже к ПС 220/110 кВ «Вышестеблиевская» были подключены тяговые ПС ОАО РЖД Темрюкского района. В данное время разрабатывается проектная документация на техническое присоединение объектов «Тольятти-Азот» к ПС 220/110 кВ «Вышестеблиевская».

Цель бакалаврской работы – обеспечение технологического присоединения вновь вводимого объекта генерации электроэнергии «Береговая ВЭС» (комплекс ветрогенераторных установок строящийся в Темрюкском районе Краснодарского края будет состоять из 30 штук ветроэнергоустановок. Ветроэнергоустановка представляет собой конструкцию пропеллерного типа) к существующей единой энергетической системе за счет проведения реконструкции ПС 220/110 кВ «Вышестеблиевская».

## **1 Анализ состояния подстанции 220/110 кВ Вышестеблиевская**

Схема электрических соединений ПС 220/110 кВ Вышестеблиевская состоит из двух открытых распределительных устройств (далее ОРУ) номинальным напряжением 220 кВ и 110 кВ.

Подстанция получает питание от двух высоковольтных линий электропередач напряжением 220 кВ, присоединенных к секции шин ОРУ–220 кВ В результате последних реконструкций линий, «питающих ПС 220/110 кВ Вышестеблиевская, сложилась ситуация, что обе эти линии подключены к узлу генерации через шины одной и той же подстанции – ПС 500/220 кВ тамань. Диспетчерские наименования этих линий – «ВЛ 220 кВ Тамань - Вышестеблиевская» и «ВЛ 220 кВ Тамань – Вышестеблиевская №2» соответственно» [6]. После реконструкции схема ОРУ-220 кВ приобрела принцип «Пятиугольник». Схема показана на рисунке 1.

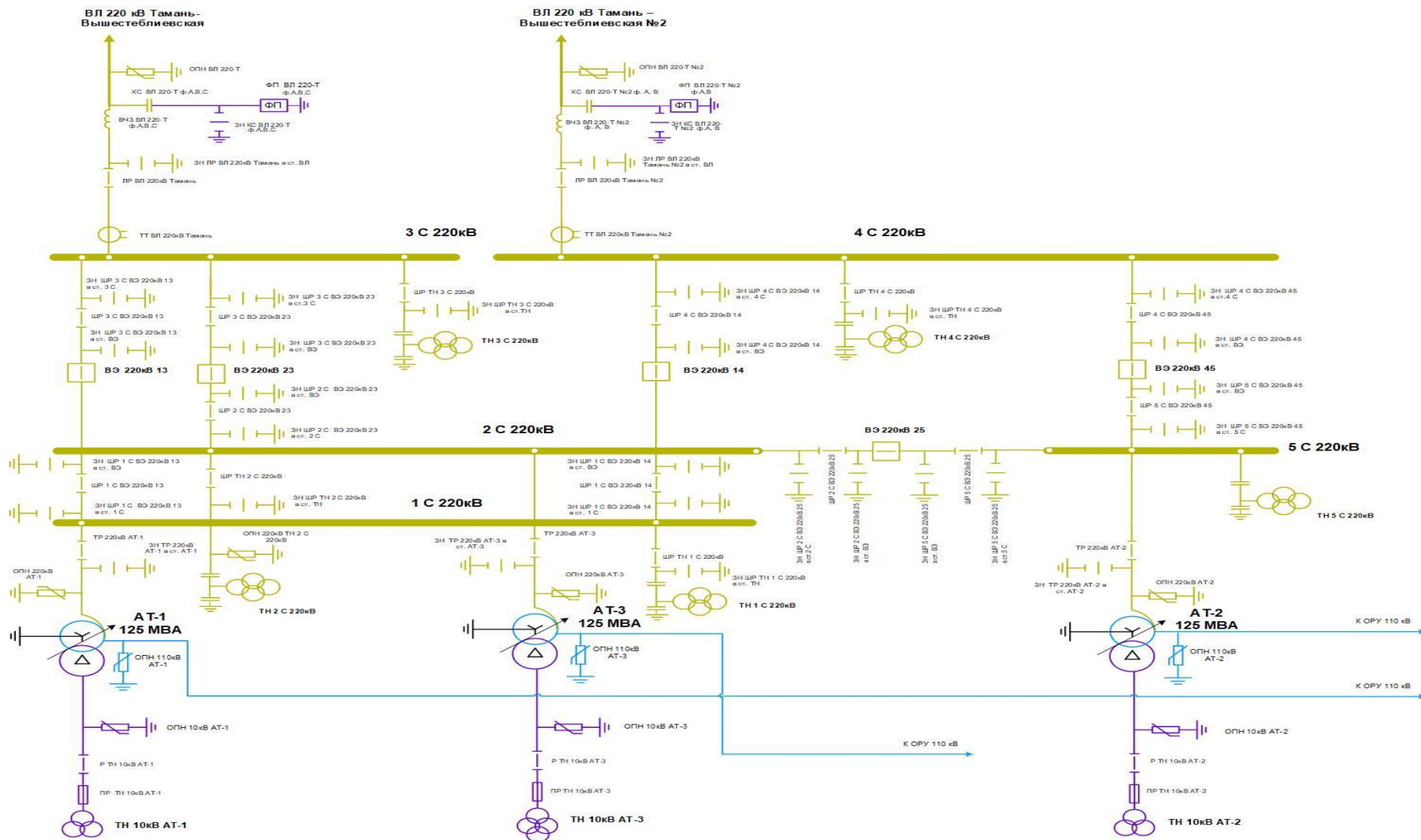


Рисунок 1 – ОРУ 220 ПС 220 кВ Вышестеблиевская



На подстанции установлено три автотрансформатора типа АТДЦТН 125000/220/110 У1 с диспетчерскими наименованиями АТ-1, АТ-2 и АТ-3. Каждый из трансформаторов подключены через трансформаторные разъединители к своей секции. АТ-1 к первой, АТ-2 к пятой, а АТ-3 ко второй секции шин 220 кВ. «Питающие линии ВЛ 220 кВ «Тамань - Вышестеблиевская» и ВЛ 220 кВ «Тамань – Вышестеблиевская №2» подключены соответственно к третьей и четвертой секции шин 220 кВ через линейные разъединители.

На каждой из секций находится один трансформатор, у которого напряжение имеет 220 кВ» [6]. К шинам ТН подключены достаточно жестко, исключая при этом использование разъединителей.

В свою очередь, на каждой из ВЛ 220 находится один трансформатор.

ОРУ 110 кВ выполнено по типовой, рекомендуемой для электроустановок данного класса напряжения, схеме №110-13Н «Две рабочие и обходная системы шин». Схема показана на рисунке 2.

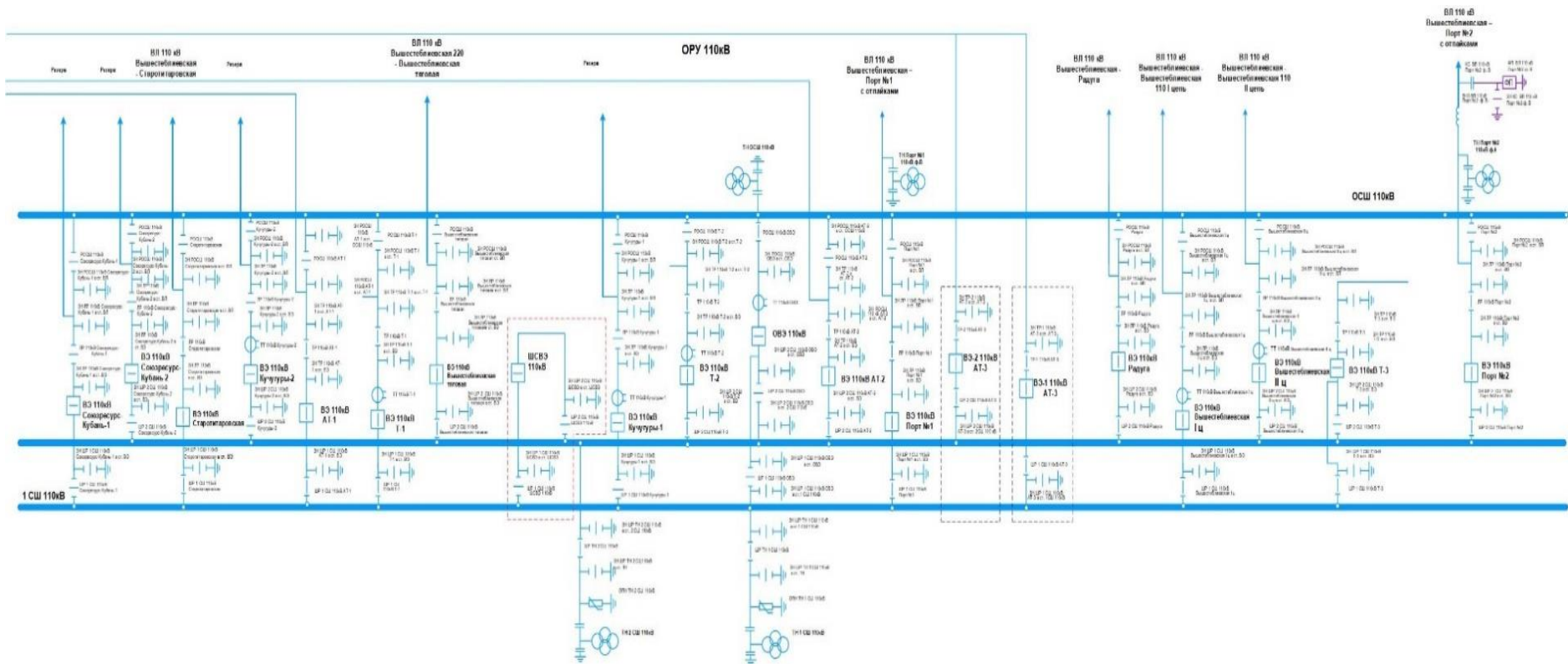


Рисунок 2 – ОРУ 110 ПС 220 кВ Вышестеблиевская (согласно действующей схеме)

На момент проектирования от шин напряжением 110 кВ через коммутационные аппараты (в состав отходящей ячейки входят четыре разъединителя и один элегазовый выключатель) запитаны семь отходящих воздушных линий электропередач напряжением 110 кВ.

В схемах первой и второй секций шин 110 кВ отмечается наличие по одному трансформатору напряжения трехфазного исполнения. Сигналы с цепей низкого напряжения этих ТН используются в противоаварийной автоматике и системе мониторинга напряжения на шинах.

В ряду оборудования имеются свободные резервные ячейки, предусмотренные при проектировании подстанции для дальнейшей модернизации и подключения новых отходящих или питающих ЛЭП напряжением 110 кВ.

Согласно представленной схемы обходная система шин напряжением 110 кВ имеет один однофазный трансформатор напряжения установленный на фазе В и предназначен для контроля наличия напряжения на ОСШ. Так же его цепи низкого напряжения используются в настройках автоматики обходного выключателя для поддержания условия синхронизма.

На отходящих ВЛ 110 кВ с диспетчерскими наименованиями «ВЛ 110 кВ Вышестеблиевская – Порт №1 с отпайками» и «ВЛ 110 кВ Вышестеблиевская – Порт №2 с отпайками» на линиях установлены шкафы отбора напряжения (ШОН). Вторичные цепи этих шкафов участвуют в логике автоматики управления выключателем (АУВ), используются в составе основных защит (ОЗ), а также комплекта защит из двух ступеней данных двух линий.

В свою очередь, напряжение ШОН в шкафах АУВ применяется в логике, связанной с синхронизацией включения выключения. В рамках шкафа защит напряжение от ШОН применяется для того, чтобы ускорить защиту в процессе включения выключателей тех линий, которые были отключены.

- БНН – блокировка при неисправности цепей напряжения;
- АОПН – автоматика отключения при повышении напряжения;

– АОПО – автоматика ограничение перегрузки оборудования.

Цепи напряжения от линии используются в логике АОПН.

ОВЭ 110 кВ в нормальном режиме эксплуатации отключен. ШР 1 СШ 110 кВ ОВЭ и ШР 2 СШ 110 кВ ОВЭ также отключены. Схема в сторону ОСШ-110 кВ собрана.

Компоненты схемы стороны 10 кВ подстанции включают в себя исключительно распределительное устройство закрытого типа 10 кВ.

ЗРУ 10 кВ делится на две секции 1С 10 кВ и 2С 10 кВ. Каждая секция запитана через вводной вакуумный выключатель со стороны 10 кВ автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 соответственно. Схема показана на рисунке 3.

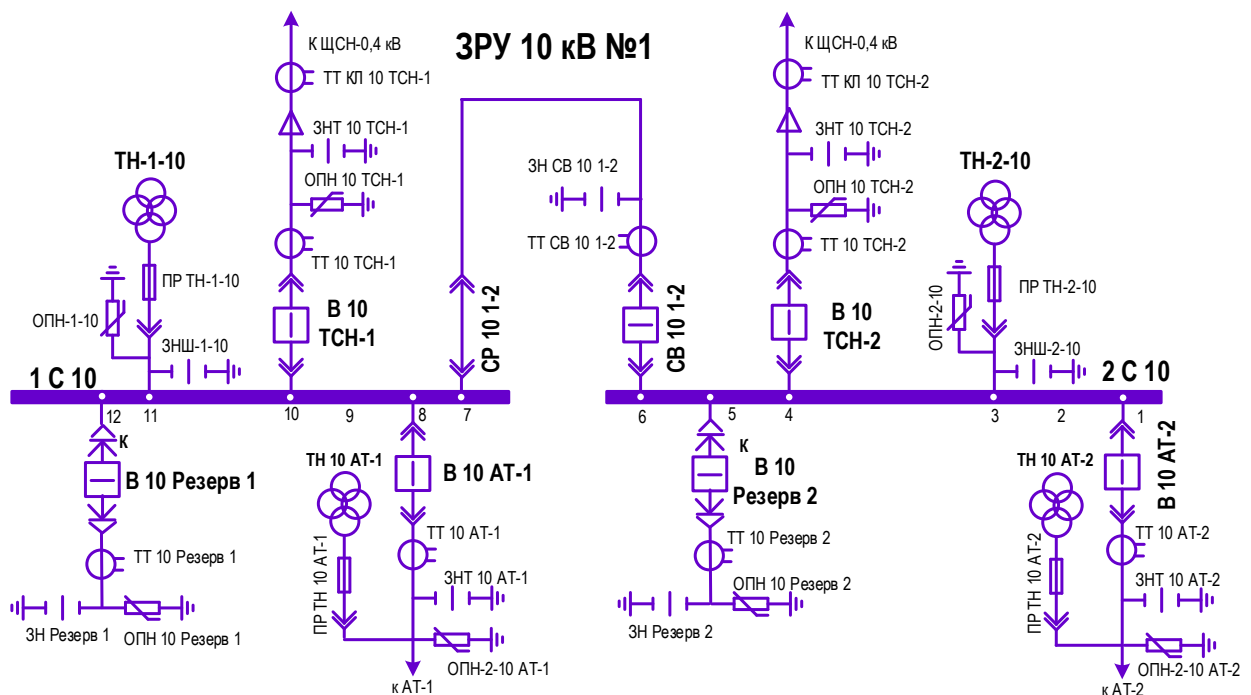


Рисунок 3 – Схема ЗРУ 10 кВ

«Коммутация секций 10 кВ между собой осуществляется при помощи секционного вакуумного выключателя с диспетчерским наименованием СВ 10 1-2» [6], видимый разрыв создается секционным разъединителем с

диспетчерским наименованием СР 10 1-2. В схему каждой секции 10 кВ включен один трехфазный трансформатор напряжения. Вторичные цепи этих трансформаторов участвуют в схемах АВР секций 10 кВ. Также к ним подключены приборы указывающие на наличие напряжения на секциях. К секциям 10 кВ подключены два герметичных масляных трансформатора собственных нужд с диспетчерскими наименованиями ТСН–1 и ТСН–2 соответственно. Эти трансформаторы обеспечивают только собственные нужды подстанции.

С низковольтных выводов обоих трансформаторов посредством жестких шинных мостов напряжение 0,4 кВ подается на щит собственных нужд (ЩСН) – 0,4 кВ. Сам же щит собственных нужд состоит из двух равнозначных секций 1С 0,4 и 2С 0,4, которые через вводные выключатели с диспетчерскими наименованиями «АВ 0,4 кВ ТСН-1» и «АВ 0,4 кВ ТСН-2» соответственно подключены к ТСН-1 и ТСН-2. Схема ЩСН 0,4 кВ представлена на рисунке 4.

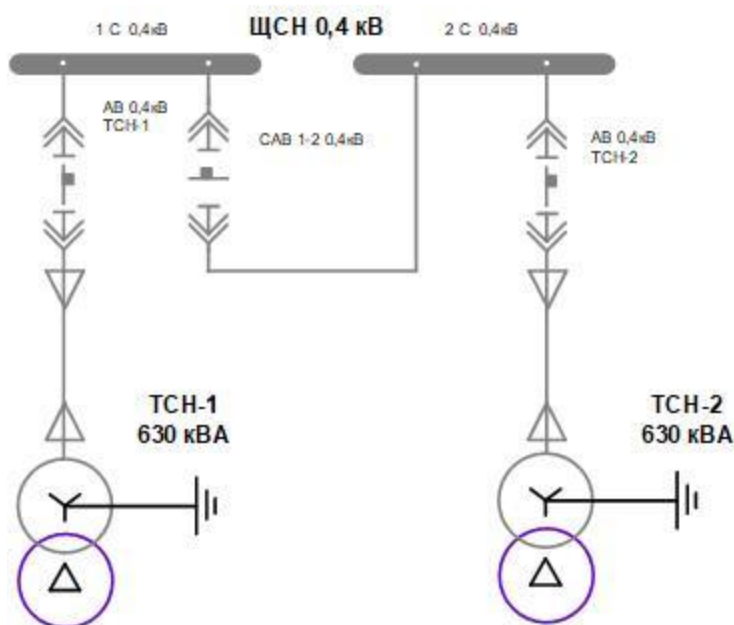


Рисунок 4 – Схема ЩСН–0,4 кВ

От ЩСН – 0,4 кВ запитаны все потребители подстанции включая как наиболее важные и ответственные, а также достаточно мелкие и бытовые цели.

Устройства автоматики и релейной защиты, противоаварийная автоматика, а также система управления технологическими процессами, которая является автоматизированной, питаются от цепи оперативного тока СОПТ ПС. Система включает в себя две аккумуляторные батареи, которые постоянно являются заряженными. Ее схема приведена на рисунке 5.

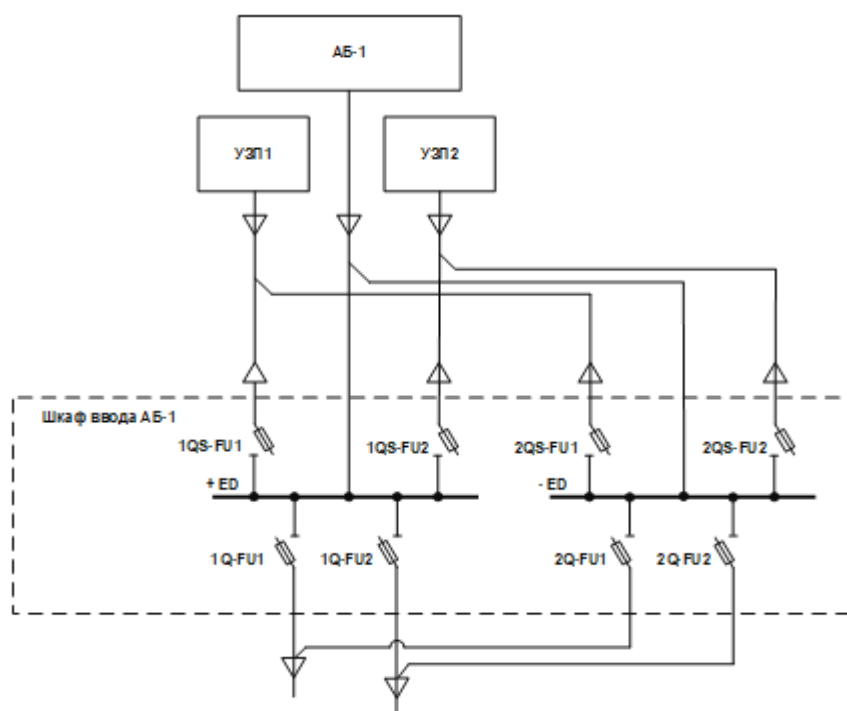


Рисунок 5 – Схема подключения АБ к СОПТ

От каждой аккумуляторной батареи используя «шкаф ввода АБ–1» и «шкаф ввода АБ–2», в которых расположены сборные шины щита постоянного тока (ЩПТ), при помощи кабельны линий осуществляется распределение постоянного тока по шкафам оперативного тока (ШОТ), расположенных в рядах панелей РЗА и ПАА в релейном зале. От распределительных шин ШОТ запитаны потребители постоянного тока.

Система оперативного постоянного тока включает в себя устройства, предназначенные для ведения контроля и информирования об актуальном состоянии. Соответствующие аппараты позволяют осуществлять контроль за качественными показателями рассматриваемой системы. Все критерии и нормативы для контрольных мероприятий закладываются на уровне программы. Если нормативные границы пересечены, то в АСУ ТП поступит определенный сигнал, а в последующем актуализируется предупредительный звук, который услышит непосредственно оперативный работник.

Устройства РЗА, ПАА и АСУ ТП на рассматриваемой подстанции представлены связкой аппаратурных решений производства АВВ Power и НПП «ЭКРА». На ВЛ 220 кВ вторые комплекты РЗА представлены шкафами производственного объединения ООО «Релематика».

Завершение аналитической работы, проводимой в отношении схематичного изображения ПС, позволяет сделать несколько выводов, сформулировать рекомендации по повышению надежности и дальнейшей модернизации ОРУ 110 кВ на одну ячейку.

Выводы по разделу 1.

В ряду оборудования имеются свободные резервные ячейки, предусмотренные при проектировании подстанции для дальнейшей модернизации и подключения новых линий электропередач номинальным напряжением 110 кВ. Поэтому подключение новой линии не потребует глобальной перестройки и расширения территории ОРУ 110 кВ.

Для повышения эффективности оперативных переключений, простоты обслуживания и унификации оборудования в проекте будем рассматривать оборудование аналогичное уже установленному на подстанции.

## 2 Расчет токов короткого замыкания и выбор электрооборудования

### 2.1 Преобразование схемы сети 110 кВ

Согласно проектной документации на Береговой ВЭС планируется установка 30 одинаковых генераторных установок общей мощностью 90 МВт. Все генераторные установки поровну подключены к двум секциям 10 кВ, которые в свою очередь выводят мощности генераторов на 2 параллельно работающих повышающих трансформатора по 80 МВА.

Для того, чтобы произвести расчеты токов короткого замыкания, требуется формирование сетевой схемы. Она приведена на рисунке 6 в упрощенном виде.

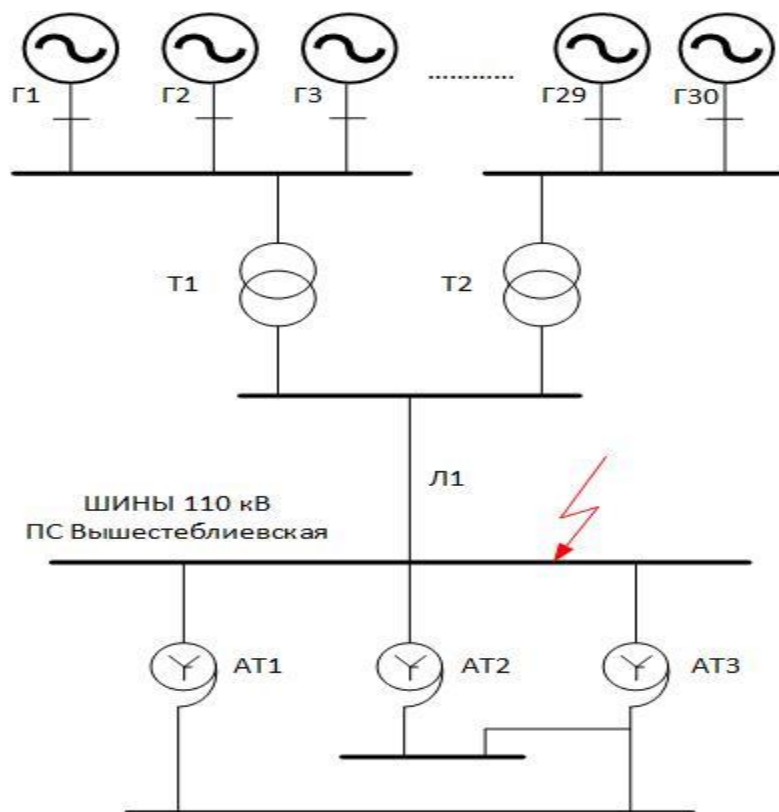


Рисунок 6 – Схема для расчета токов короткого замыкания



По этой схеме составим упрощенную эквивалентную схему замещения, представленную на рисунке 7.

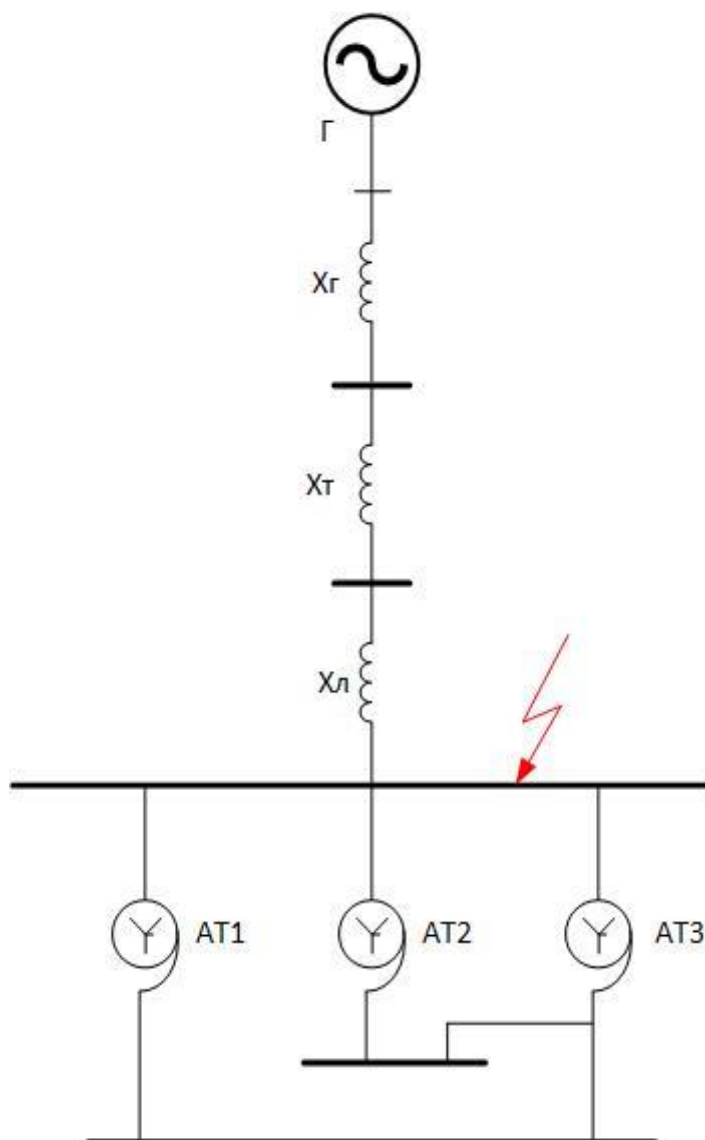


Рисунок 7 – Упрощенная эквивалентная схема для расчета токов короткого замыкания

Для того чтобы произвести расчет параметров, которые представляли актуальность для схемы замещения, нужно прибегнуть к формулам, которые опишем ниже в виде примера.

Основные характеристики, сетевых компонентов, которые необходимы для осуществления расчетов, были получены из: СРЗА МЭС Юга, СРЗА

Кубанского ПМЭС, а также в структурном подразделении, специализирующемся на расчете режимов, принадлежащем МЭС Юга.

В данном случае стоит обратить внимание на то, что все вышеуказанные параметры в полной вариации представлены в таблицах 1, 2.

Таблица 1 – Параметры, соответствующие элементам сети, предназначенные для расчета токов короткого замыкания

Береговая ВЭС					
–	$P_{\text{ном}}$	$S_{\text{ном}}$	$\cos\varphi$	$U_{\text{ном}}$	$X_d''$
Г	90 МВт	96,774 МВА	0,93	10,5	11,8%
–	$S_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном ВН}}$	$U_{\text{ном НН}}$	$U_{\text{к ВН}}$	–
Т-1	80 МВА	115 кВ	10,5 кВ	11 %	–
Т-2	80 МВА	115 кВ	10,5 кВ	11 %	–

Таблица 2 – Параметры линии 110 кВ

L, км	$X_1$ , Ом/км	$R_1$ , Ом/км	$X_0$ , Ом/км	$R_0$ , Ом/км
ВЛ 110 кВ. Береговая ВЭС – ПС Вышестеблиевская				
36,9	0,386	0,17	0,413	0,162

Данный расчет будем производить в относительных единицах [4, 5]. Для проведения данного расчета примем  $S_B = 1000$  МВА. В данном случае необходимо рассчитать показатель тока, характерный для определенной части подстанции, имеющей напряжение равное 110 кВ. В связи с этим в качестве среднего номинального значения напряжения стоит использовать показатель  $U_{\text{ср}} = 115$  кВ

Для реализации соответствующего расчета необходимо принять во внимание такой показатель, как  $E_{\text{QBерВЭС}}$ , равенство которого составит единицу.

Определение параметров, используемых в целях построения схемы замещения, осуществляется на основании следующей формулы (1):

$$X_{\Gamma} = \frac{X_d'' \cdot S_B}{S_{\text{НОМ}}} \quad (1)$$

где  $S_B$  – базовая мощность;

$S_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность;

$X_d''$  – сверхпереходное индуктивное сопротивление прямой последовательности по продольной оси.

$$X_{\Gamma} = \frac{0,118 \cdot 1000}{96,774} = 1,219.$$

Характеристики элемента замещения линии  $X_L$  следует определять по формуле (2):

$$X_L = X_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{\text{ср}}^2} \quad (2)$$

где  $S_B$  – базовая мощность;

$l$  – длина линии;

$X_{\text{уд}}$  – удельное активное сопротивление линии;

$U_{\text{ср}}$  – усредненное напряжение.

$$X_L = 0,386 \cdot 36,9 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,077.$$

Характеристики элемента замещения для трансформатора  $X_T$  определяется по формуле (3):

$$X_T = \frac{U_{K\%} \cdot S_B}{100 \cdot S_{\text{HT}}} \quad (3)$$

где  $S_B$  – базовая мощность;

$S_{HT}$  – номинальная мощность трансформатора;

$U_{K\%}$  – коэффициент изменения напряжения.

На Береговой ВЭС будет установлено два трансформатора для повышения напряжения до 110 кВ. По условиям проектной документации на строительство Береговой ВЭС они будут включены в работу параллельно. Исходя из этих данных сначала следует выявить сопротивление для всех трансформаторов.

$$X_{T1} = \frac{11 \cdot 1000}{100 \cdot 80} = 1.375$$

$$X_{T2} = \frac{11 \cdot 1000}{100 \cdot 80} = 1.375$$

Уже затем необходимо будет провести перерасчет всех сетевых элементов, которые работают параллельно.

$$X_T = \frac{X_{T1} \cdot X_{T2}}{X_{T1} + X_{T2}} \quad (4)$$

$$X_T = \frac{1,375 \cdot 1,375}{1,375 + 1,375} = \frac{1,89}{2,75} = 0,687$$

Произведем расчет результирующего сопротивления  $X_{рез}$  до точки  $K_1$  :

$$X_{рез} = X_{Г} + X_T + X_{Л} \quad (5)$$

$$X_{рез} = 1,219 + 1,077 + 0,687 = 2,983.$$

## 2.2 Расчет тока короткого замыкания на системе шин 110 кВ

Обратив внимание на проект, нельзя не отметить, что его направленность по актуализации реконструкции и установки инновационного оборудования – распространяется исключительно на «ОРУ 110 кВ». В связи с этим, расчет тока короткого замыкания будет производиться в пределах соответствующего участка.

Актуальной на текущий момент формулой расчета полного тока короткого замыкания в рамках обозначенного участка является следующая (6):

$$I_{\text{к.з.}}'' = \frac{E_{\text{г Бep ВЭС}}''}{X_{\text{рез}}} \quad (6)$$

где  $I_{\text{к.з.}}''$  – полный ток короткого замыкания.

В результате получаем:

$$I_{\text{к.з.}}'' = \frac{1}{2,983} = 0,335$$

Расчет базисного тока в точке короткого замыкания будем производить по формуле (7):

$$I_{\text{Б}} = \frac{S_{\text{Б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{cp}}} \quad (7)$$

где  $I_{\text{Б}}$  – базисный ток;

$S_{\text{Б}}$  – принятая базисная мощность, 1000 МВА;

$U_{\text{cp}}$  – среднее номинальное напряжение,  $U_{\text{cp}} = 115$  кВ.

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

После этого рассчитываем ток короткого замыкания по формуле (8):

$$I_{К.3.110} = I_{К.3.}'' \cdot I_B \quad (8)$$

где  $I_{К.3.110}$  – ток короткого замыкания на шинах 110 кВ.

$$I_{К.3.110} = 0,335 \cdot 5,02 = 1,682 \text{ кА.}$$

Что бы рассчитать ток в точке короткого замыкания применим формулу (9):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{К.3.110} \cdot k_{уд} \quad (9)$$

где:  $i_{уд}$  – ток в точке короткого замыкания;

$k_{уд}$  – ударный коэффициент.

Вопрос, касающийся учебного проектирования, должен рассматриваться с учетом возможности использования средних значений следующих показателей:  $T_a$ ;  $k_{уд}$ . Кроме того, важно акцентировать внимание на данных (сведениях), отраженных в таблице 3 – они и будут учтены в целях расчета нужного коэффициента.

Таблица 3 – Средние значения  $T_a$  и  $k_{уд}$

Элемент или часть энергосистемы	$T_a$ , с	$k_{уд}$
система, связанная со сборными шинами, где рассматривается короткое замыкание, воздушными линиями напряжением, кВ:		
35	0,02	1,608
110-150	0,02-0,03	1,608-1,717
220-330	0,03-0,04	1,717-1,78
500-750	0,06-0,08	1,85-1,895

Продолжение таблицы 3

Элемент или часть энергосистемы	$T_a, c$	$k_{уд}$
система, связанная со сборными шинами 6-10 кВ, где рассматривается короткое замыкание, через трансформаторы мощностью, МВА:		
80 и выше	0,06-0,15	1,85-1,935
32-80	0,05-0,1	1,82-1,904
5,6-32	0,02-0,05	1,6-1,82

Мы производим расчет тока к.з. на шинах 110 кВ, в связи с этим примем  $k_{уд} = 1,608$ . В результате получим:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,682 \cdot 1,608 = 3,825 \text{ кА.}$$

Полученные результаты расчетов сводим в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты расчета токов к.з.

Рассчитанный ток	Результат
$I_{к.з.110}$	1,682 кА
$i_{уд}$	3,825 кА

В дальнейших расчетах, для определения правильности выбора первичного оборудования принимаем  $T_a = 0,06$  с.

### 2.3 Проверка выбранного для монтажа выключателя 110 кВ

На ПС 220 кВ Вышестеблиевская предусматривается установка нового бакового элегазового выключателя ВТБ-110-2000/40 кА производства ЗАО «ЗЭТО».

Рассматривая выключатель ВТБ-110, нельзя не обратить внимание на его предназначение, которое состоит в его практическом использовании для совершения операций коммутационного характера, принимая во внимание те

условия, которые были заданы изначально и являются характерными для аварийного и нормального режима сети, в которой существует переменный ток, являющийся трехфазным и имеющий заземленную нейтраль, при условии, что величина номинального напряжения будет достигать значения 110 кВ, а частота – 50 Гц.

Представленный элемент, то есть выключатель имеет встроенный трансформаторный ток, который необходим для передачи информационных сведений различным устройствам, начиная от измерительных приборов, заканчивая теми, которые отвечают за защиту и автоматику.

На сайте завода, занимающегося производством, взяты все параметры, которые опубликованы в качестве официальной и доступны для заинтересованных лиц. Стоит обратить на них более пристальное внимание, а именно:

- показатель, характеризующий номинальное напряжение ( $U_{\text{ном}}$ ), равняется 110 кВ;
- показатель, характеризующий наибольшее рабочее напряжение ( $U_{\text{макс}}$ ), равняется 126 кВ;
- показатель, характеризующий номинальный ток ( $I_{\text{ном}}$ ), равняется 2 тысячам (2000) А;
- показатель, предназначенный для характеристики тока отключения, равенство которого составило 40 кА;
- показатель, предназначенных для обозначения апериодического звена, равенство которого составило 45%;
- показатель, предназначенный для характеристики номинального тока включения, равенство которого составило 102 кА;
- показатель, предназначенный для обозначения изначального значения периодической единицы, равенство которого составило 40 кА;
- показатель, предназначенный для обозначения тока электродинамической стойкости, равенство которого составило 102 кА;



– показатель, предназначенный для обозначения тока электродинамической стойкости, равенство которого составляет 3 с;

– показатель, предназначенный для обозначения периода вывода из действия выключателя, равенство которого составило 0,032 с.;

– показатель, предназначенный для обозначения периода, за который выключатель может полностью выйти из действия, равенство которого составило 0,06с

В данном случае стоит выделить такие параметры, на основании которых будет строиться проверка выбранного выключателя, а именно [9]:

а) номинальному напряжению  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$ :

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ} \geq U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ}$$

б) номинальному длительному (рабочему) току  $I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}; I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$  :

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{Т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (10)$$

где  $I_{\text{раб}}$  – длительный рабочий ток;

$S_{\text{Т.ном}}$  – номинальная мощность трансформматора;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение 110 кВ.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{Т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 80000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 840 \text{ А},$$

$$I_{\text{раб}} = 840 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А};$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{Т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (11)$$

где  $I_{\text{max}}$  – максимальный рабочий ток.

$$I_{max} = 1,4 \frac{2 \cdot 160000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1175,7 \text{ A};$$

$$I_{max} = 1175,7 \text{ A} \leq I_{ном} = 2000 \text{ A}.$$

в) отключающей способности:

- 1) на симметричный ток отключения  $I_{n,\tau} \leq I_{откл.ном}$ , где в расчетах используется  $I_{n,\tau} = I_{п.о} = 1,682 \text{ кА}$  (ток короткого замыкания на шинах 110 кВ):

$$I_{n,\tau} = 1,682 \text{ кА} \leq I_{откл.ном} = 40 \text{ кА};$$

- 2) на отключение апериодической составляющей тока к. з.:

$$I_{a,\tau} \leq I_{a.ном}$$

$$\tau = t_{рз} + t_{с.в.} \quad (12)$$

где  $\tau$  – полное время отключения выключателя;

$t_{рз}$  – период, за который выключатель может полностью выйти из действия;

$t_{с.в.}$  – собственное время отключения выключателя.

$$\tau = 0,01 + 0,032 = 0,042 \text{ с},$$

$$I_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о} e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (13)$$

где  $T_a = 0,02$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, берется из табл. 3:

$$I_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 1,682 \cdot e^{-\frac{0,042}{0,02}} = 22,645 \text{ кА},$$

$$I_{a.ном} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{нор}}{100} \right) \cdot I_{откл.ном} \quad (14)$$

где  $I_{a,\tau}$  – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени;

$I_{a.ном}$  – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей;

$\beta_{нор}$  – нормальное значение аperiodического звена;

$I_{откл.ном}$  – номинальный ток отключения выключателя.

$$I_{a.ном} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \right) \cdot 40 = 25,456 \text{ кА},$$

$$I_{a,\tau} = 22,645 \text{ кА} \leq I_{a.ном} = 25,456 \text{ кА};$$

г) включающей способности:

$$\begin{aligned} I_{п,о} &\leq I_{вкл.норм}, & i_{уд} &\leq i_{вкл.норм}, \\ I_{п,о} &= 1,682 \text{ кА} \leq I_{вкл.норм} = 102 \text{ кА}, \\ i_{уд} &= 3,825 \text{ кА} \leq i_{вкл.норм} = 102 \text{ кА}. \end{aligned}$$

д) предельному сквозному току короткого замыкания – на электродинамическую стойкость:

$$\begin{aligned} I_{п,о} &\leq I_{пр.с}, \\ I_{уд} &\leq i_{дин} = i_{пр.с}, \\ I_{п,о} &= 1,682 \text{ кА} \leq I_{пр.с} = 102 \text{ кА}, \\ I_{уд} &= 3,825 \text{ кА} \leq i_{пр.с} = 102 \text{ кА}. \end{aligned}$$

е) тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$\begin{aligned} \text{если } t_{\text{откл}} > t_T, \text{ то } B_K &\leq I_T^2 \cdot t_T; \\ \text{если } t_{\text{откл}} < t_T, \text{ то } B_K &\leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}, \end{aligned}$$

где  $t_{\text{откл}}$  время отключения короткого замыкания

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{п в.откл}} \quad (15)$$

где  $t_{\text{откл}}$  – время отключения короткого замыкания;

$t_{\text{п в.откл}}$  – период вывода из действия выключателя.

$$t_{\text{откл}} = 0,01 + 0,032 = 0,042 \text{ с.}$$

$$B_K = I_{\text{п.о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (16)$$

где  $B_K$  – термическая стойкость выключателя.

$$B_K = (1,682 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,042 + 0,02) = 0,175 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \text{ с.}$$

В связи с тем, что  $t_{\text{откл}}$  в представленной ситуации имеет равенство 0,042 с, что является меньше, чем  $t_T = 3$ , следовательно, проверочная работа, направленная на термическую стойкость, будет выглядеть так:

$B_K = 0,175 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с} \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,042$ , следовательно, данный показатель будет равен  $67,2 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \text{ с}$ .

Все результаты, которые были получены вследствие расчетов, оформлены в форме таблицы 5.

Таблица 5 – Результативная составляющая проверочных работ, проведенных в отношении выбранного выключателя

Выключатель ВТБ-110-2000/40 УХЛ1		
расчетные данные	каталожные данные	условия выбора
$U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 840 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$

Продолжение таблицы 5

Выключатель ВТБ-110-2000/40 УХЛ1		
расчетные данные	каталожные данные	условия выбора
$I_{max} = 1175,7 A$	$I_{ном} = 2000 A$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{n,\tau} = 1,682 кА$	$I_{откл.ном} = 40 кА$	$I_{n,\tau} \leq I_{откл.ном}$
$I_{n,0} = 1,682 кА$	$I_{вкл.норм} = 102 кА$	$I_{n,0} \leq I_{вкл.норм}$
$I_{a,\tau} = 22,654 кА$	$I_{a.ном} = 28,284 кА$	$I_{a,\tau} \leq I_{a.ном}$
$I_{n,0} = 1,682 кА$	$I_{пр.с} = 102 кА$	$I_{n,0} \leq I_{пр.с}$
$I_{уд} = 3,825 кА$	$i_{пр.с} = 102 кА$	$I_{уд} \leq i_{пр.с}$
$I_{уд} = 3,825 кА$	$i_{вкл.норм} = 125 кА$	$I_{уд} \leq i_{вкл.норм}$
$B_k = 0,175 \cdot 10^6 A^2c.$	$B_{к.выкл} = 67,2 \cdot 10^6 A^2c.$	$B_k \leq B_{к.выкл}$

На основании всех реализованных проверочных работ в отношении выключателя, предназначенных для определения правильности использования выбранного коммутационного оборудования, учитывая все вышеуказанные пункты, стоит сделать вывод о том, что применяемый выключатель будет актуален для установки ячейки ОРУ 110 кВ.

## 2.4 Проверка трансформатора тока, выбранного для установки

### 2.4.1 Выбор сечения соединительных проводов токовых цепей

Исходные данные:

- трансформаторы тока – ТВ-110;
- схема соединения трансформаторов тока – звезда;
- коэффициент трансформации –  $2000 \div 1000/1$ ;

Определим сопротивление нагрузки:

$$Z_n = \frac{\sum S_{приб}}{I_{ном}^2} \quad (17)$$

где:  $Z_n$  – сопротивление нагрузки;

$S_{приб}$  – потребляемая мощность;

$I_{\text{НОМ}}$  – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора.

$$Z_n = \frac{0,5}{1^2} = 0,5 \text{ Ом}$$

Определяем фактическое сопротивление вторичной нагрузки трансформатора тока:

$$Z_{\text{доп}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{I_{\text{НОМ}}^2} \quad (18)$$

где:  $Z_{\text{доп}}$  – фактическое сопротивление вторичной нагрузки трансформатора тока;

$S_{\text{НОМ}}$  – номинальная вторичная нагрузка трансформатора тока;

$I_{\text{НОМ}}$  – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора.

$$Z_{\text{доп}} = \frac{30}{1^2} = 30 \text{ Ом}$$

Определяем максимально допустимое сопротивление медных соединительных проводов  $r_{\text{пр}}$  (жил кабеля) согласно формуле:

$$r_{\text{пр}} = Z_{\text{доп}} - Z_n - Z_{\text{пер}} \quad (19)$$

где:  $r_{\text{пр}}$  – переходное сопротивление контактов;

$Z_{\text{пер}}$  – сопротивление первичной обмотки трансформатора.

$$r_{\text{пр}} = 30 - 0,5 - 0,05 = 29,45 \text{ Ом}$$

Определяем сечение жил контрольного кабеля, соединяющего трансформатор тока с ОПУ:

$$S = \frac{l}{\gamma \cdot r_{\text{пр}}} \quad (20)$$

где:  $S$  – сечение жил контрольного кабеля;

$l$  – длина кабеля от трансформатора тока до места установки релейной аппаратуры, м;

$\gamma$  – удельная проводимость, (для меди  $\gamma = 57$ ).

$$S = \frac{140}{57 \cdot 29,45} = 0,08$$

Принимаем сечение одной жилы контрольного кабеля  $2,5 \text{ мм}^2$ .

Определяем фактическое сопротивление кабеля, при условии, что обеспечивается работа трансформатора тока в требуемом классе точности при расчетной нагрузке.

$$R_{\text{пр}} = \frac{l}{\gamma \cdot S} \quad (21)$$

где  $R_{\text{пр}}$  – фактическое сопротивление кабеля.

$$R_{\text{пр}} = \frac{120}{57 \cdot 2,5} = 0,84,$$

Определяем фактическую расчетную нагрузку согласно формуле:

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{п}} + R_{\text{пр}} + Z_{\text{пер}} \quad (22)$$

$$Z_{\text{н}} = 0,5 + 0,84 + 0,05 = 1,39 \text{ Ом}$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчет сечений кабелей токовых цепей от трансформаторов тока

Тип подключаемых устройств	l, м	Z <sub>н</sub> , Ом	Z <sub>доп</sub> , Ом	r <sub>пр</sub> , Ом	S, мм <sup>2</sup>	Принятое наибольшее сечения из стандартного ряда	R <sub>пр</sub> , Ом	Z <sub>н</sub> , Ом	Выполнение условия Z <sub>н</sub> < Z <sub>доп</sub> , Ом
ВЛ 110 кВ Вышестеблиевская – Береговая ВЭС									
шет 220.06-0	120	0,5	30,0	29,45	0,07	2,5	0,84	1,39	1,39 < 30
Rel 670	120	0,5	30,0	29,45	0,07	2,5	0,84	1,39	1,39 < 30
Rec 670	120	0,5	30,0	29,45	0,07	2,5	0,84	1,39	1,39 < 30
ОВ 110 кВ									
шет 220.06-0	210	0,5	30,0	29,45	0,07	2,5	1,47	2,02	2,02 < 30

Все данные проведенных расчетов вносим в таблицу 7.

Таблица 7 – Результат проверки трансформатора тока

Трансформатор тока ТВ-110		
расчетные данные	каталожные данные	условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
$I_{раб} = 840 \text{ А}$	$I_{1ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб} \leq I_{1ном}$
$i_{уд} = 3,862 \text{ кА}$	$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$B_{к.расч} = 0,175 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{к.ТТ} = 1000 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{к.расч} \leq B_{к.ТТ}$
$R_{пр} \leq 0,89 \text{ Ом}, R_{к} = 0,05 \text{ Ом}, Z_{2ном} = 1,39 \text{ Ом}, R_{приб} = 0,84 \text{ Ом},$ провода с медными жилами $S = 2,5 \text{ мм}^2$ .		

Применяем экранированные кабели с медными жилами сечением 2,5 мм<sup>2</sup> в негорючей ПВХ изоляции с пониженным выделением дыма типа КВВГЭнг-LS.



## 2.5 Проверка выбранного разъединителя 110 кВ

Предполагается, что на ОРУ 110 кВ будет установлено следующее:

- компонент, являющийся разъединителем трехполюсной параллельной установки, имеющий два комплекса ножей заземления;
- компонент, являющийся разъединителем 3-полюсной параллельной установки, имеющий единственный комплекс ножей заземления;
- компонент, являющийся разъединителем 3-полюсной килевой установки, обладающий единственным комплектом ножей заземления, имеющий производство ЗАО «ЗЭО».

В данном случае стоит провести проверочное исследование в отношении последнего из вышеуказанных разъединителей в целях определения его возможности установления в рамках схемы выключателя, обладающего следующими характеристиками: 110 кВ ВТБ-110-2000/40.

Все характеризующие свойства были заимствованы, исходя из специфики предприятия – производителя оборудования, представленные в открытых источниках. Для всех разъединителей безусловно они будут тождественными.

- показатель номинального напряжения, равенство которого составило 110 Кв ( $U_{НОМ}$ );
- показатель максимального рабочего напряжения, равенство которого составило 126 Кв ( $U_{МАХ}$ );
- показатель номинального тока, равенство которого составило 2000 А ( $I_{НОМ}$ );
- показатель, характеризующий максимальное значение номинально-выдерживаемого тока, равенство которого составило 125 Ка ( $i_{пр.с}$ );
- показатель, характеризующий ток термической стойкости, равенство которого составило 50 кА ( $I_T$ );

– показатель, характеризующий время протекания тока термической стойкости, равенство которого составило 2 с ( $t_T$ ).

Также стоит провести проверочное исследование в отношении выбранного разъединителя [5]:

– номинальному напряжению

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}},$$

$$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ} \geq U_{\text{сет.НОМ}} = 110 \text{ кВ}$$

– номинальному длительному (рабочему) току:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{НОМ}}$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{T.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (23)$$

где  $I_{\text{раб}}$  – номинальный длительный (рабочий) ток;

$S_{\text{T.НОМ}}$  – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение.

$$I_{\text{раб}} = \frac{2 \cdot 80000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 840 \text{ А},$$

$$I_{\text{раб}} = 840 \text{ А} \leq I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А};$$

– электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} = i_{\text{пр.с}} \quad (24)$$

$$i_{\text{уд}} = 3,825 \text{ кА} \leq i_{\text{пр.с}} = 125 \text{ кА}.$$

– термической стойкости:

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T \text{ при условии } t_{\text{откл}} > t_T,$$
$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}, \text{ при условии } t_{\text{откл}} < t_T,$$

где время отключения короткого замыкания

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{п в.откл}} \quad (25)$$

где  $t_{\text{откл}}$  – время отключения короткого замыкания;

$t_{\text{п в.откл}}$  – период вывода из действия выключателя.

$$t_{\text{откл}} = 0,01 + 0,032 = 0,042 \text{ с.}$$

$$B_K = I_{\text{п,о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (26)$$

где  $B_K$  – термическая стойкость разъединителя.

$$B_K = (1,682 \cdot 10^3)^2 (0,042 + 0,02) = 0,175 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \text{ с.}$$

Так как в данном случае  $t_{\text{откл}} = 0,042 \text{ с} < t_T = 2 \text{ с}$ , то условие проверки на термическую стойкость имеет вид:

$$B_{\text{к.расч.}} = 0,175 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с} \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = (50 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,042 = 105 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \text{ с.}$$

Результаты расчетов занесем в таблицу 8.

Таблица 8 – Результат расчетов проверки разъединителя

Разъединители РГ-110.П*-2000 УХЛ1		
расчетные данные	каталожные данные	условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{раб} = 840 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб} \leq I_{ном}$
$I_{уд} = 3,825 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$
$B_k = 0,175 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с.}$	$B_{к.расч.} = 105 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с.}$	$B_k \leq B_{к.расч.}$

По проведенным расчетам можно сделать вывод, что выбранные характеристики подходит для всех разъединителей, устанавливаемых в схеме выключателя ВТБ-110-2000/40 УХЛ1.

## 2.6 Проверка линейного трансформатора напряжения 110 кВ

Возможно предположить, что «ОРУ 110 кВ», расположенная в пределах воздушной линии, имеющей наименование «Береговая ВЭС-Вышестеблиевская», должна быть оборудована трансформатором, имеющим характеристику по фазам – однофазный.

Помимо этого, как пример можно считать типовой трансформатор напряжения модели «НДКМ-110 УХЛ 1», производство которого ведется в городе Раменки Московской области – РЭЗ «Энергия» [7].

Различного рода техническая информация, которая предоставляет описание устройству выше, которая требуется для того, чтобы была реализована проверка, были получены из официального источника. Данным источником является паспорт данного оборудования, у которого существуют идентичные факты, которые представляют актуальность для ПС 220 кВ Вышестеблиевская, а именно:

- показатель, характеризующий номинальную мощность основной вторичной обмотки №1, имеющей класс точности 0,2, равный 30 ВА;
- показатель, характеризующий номинальную мощность основной вторичной обмотки №2, имеющей класс точности 0,2, равный 120 ВА;
- показатель, характеризующий номинальную мощность основной вторичной обмотки № 3, имеющей класс точности 3Р, равный 600 ВА;
- показатель, характеризующий предельную мощность, равный 1,2 тыс. ВА.

Нельзя не обратить внимание на те компоненты, которые в итоге будут подключены к рассматриваемому трансформатору напряжения, «а именно:

- пара комплектов шкафов ПА ВЛ;
- автоматика, предназначенная для управления выключателем, напряжением 110 кВ;
- преобразователь цифровой, предназначенный для актуализации сигналов напряжения в АСУ ТП» [6].

В данном случае стоит обратить внимание на сведения, закрепленные в таблице 9, описывающие параметры оборудования, которое подключено ко вторичным цепям трансформатора напряжения.

Таблица 9 – Параметры устройств во вторичных цепях ТН

Приборы	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							$P$ , Вт	$Q$ , вар
Комплект ПА	ШЭЭ 2230509	0,2	1	–	–	2	0,4	–
Комплект АУВ	ШЭ 2710511	1,0	1	–	–	1	1	–
Цифровой преобразователь	ЭНИП-2	57,7	1	–	–	1	57,7	–
Итого:							59,1	–

Расчет нагрузки на ТН произведем по формуле (29):

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cos \varphi)^2 + (\sum S_{\text{приб}} \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (27)$$

где  $S_{2\Sigma}$  – расчетная вторичная нагрузка;

$\sum S_{\text{приб}}$  – суммарная нагрузка приборов;

$P_{\text{приб}}$  – активная нагрузка приборов;

$Q_{\text{приб}}$  – реактивная нагрузка приборов.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{59,1^2} = 59,1 \text{ ВА.}$$

Результативная составляющая всех расчетов и параметров рассматриваемого трансформатора напряжения – будет представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Параметры трансформатора напряжения 110 кВ

Параметр	Значение
Номинальное напряжение обмотки, В:	
ВН	110000
НН	$\frac{\sqrt{3}}{100}$
Вторичная нагрузка, ВА:	
расчетная $S_{2\Sigma}$	59,1
$S_{\text{ном}}$	120+30
Класс точности	0,5

Представленный трансформатор напряжения будет актуален и для установки проектируемой ВЛ, имеющей напряжение 110 кВ.

Выводы по разделу 2.

В целях реализации расчета, осуществляемого в отношении показателя короткого замыкания, необходимо иметь в наличии схематично оформленную

сеть и параметры элементов данной сети. Благодаря этому, можно будет создать схему замещения, на которой стоит указать все соответствующие параметры.

Упростить схему замещения можно посредством преобразования элементов соответствующей сети. Таким образом, будет получен простой и наиболее эквивалентный тип схемы, на основании которого можно будет осуществлять дальнейшие расчеты по точкам замыкания.

Реализация проверочной работы в отношении верности сделанного выбора, учитывая все параметры, присущие силовому оборудованию первичной сети, должна строиться на основании результатов расчета токов которого замыкания.

### 3 Релейная защита элементов подстанции

#### 3.1 Дифференциальная защита линии

##### 3.1.1 Выбор базисного тока

Базисный ток выбираем как среднеарифметическое значение номинальных токов ТТ:

$$I_B = \frac{I_{ТТ_{ПСА}} + I_{ТТ_{ПСБ}}}{2} \quad (28)$$

где  $I_B$  – базисный ток;

$I_{ТТ_{ПСА}}$  и  $I_{ТТ_{ПСБ}}$  – среднеарифметическое значение номинальных токов ТТ.

$$I_B = \frac{1000 + 600}{2} = 800 \text{ А,}$$

##### 3.1.2 Ток срабатывания ДЗЛ

В данном случае стоит обратить внимание на критерии, позволяющие определить установку по изначальному току срабатывания ДЗЛ  $I_{до}$ , а именно:

– степень обеспеченности отстройки неравновесия (дисбалансов) в рамках дифференциального тока в случае, если актуальным является режим протекания в рамках линии наибольшей мощности токов нагрузки;

– степень обеспеченности слаженной работы, учитывая имеющиеся и возможные повреждения на линиях, отвечающих на самую меньшую мощность тока КЗ;

– критерий одностороннего отключения токовых связей;

– критерий, характеризующий наличие необходимости обеспечения отстройки в целях исключения прерывания токовых связей.



Исследуя режим, устанавливающий распределение напряжения по линии, характерное для 2-х полукомплектов ДЗЛ, нельзя не обратить внимание на то, что модули, используемые в противоположных концах, должны быть максимально приравнены к показателям модулей, отвечающих на собственноразные токи. Актуальность разницы в данных углах допускается, однако, ее значение не должно превышать 18 градусов.

Помимо этого, необходимо обращать внимание на наличие дополнительных источников, которые могут дисбалансировать обстановку в рамках своего пребывания в активной фазе. В данном случае речь идет о разбалансировке тока нагрузки разветвлений; асимметричность каналов связи; использование некомпенсированного емкого тока; использование мультиплексов.

Что касается тока нагрузки отпаяк на линии, то его принято считать дифференцированным, следовательно, это говорит лишь о том, что его невозможно скомпенсировать.

Говоря о емкостном токе, нельзя не отметить, что его компенсация актуализируется за счет включения режима компенсации, учитывая при этом обязательно заданные корректные параметры, свойственные линиям проводимости ( $b_1, b_0$ ) при полной длине  $L_{\text{л}}$ . Исходя из вышеизложенного, стоит сделать вывод, что при наличии малейших неисправностей в цепях напряжения рассматриваемых приборах, обеспечивается их автоматическое отключение. Это позволяет в дальнейшем понять характер неисправности. Таким образом, при расчете причин дисбаланса, возникающих в рамках емкостной проводимости линий, важным является объем используемого тока, воздействующего на итог неисправности цепей напряжения.

В данном случае стоит обратить внимание на одно из значимых условия, служащих основанием для выбрана установки по начальному току срабатывания ДЗС при отсутствии возможностей приостановления – им является отклонение от дисбалансов, возникшее ввиду активации нагрузочного режима работы линий.

Расчет должен выглядеть следующим образом:

$$I_{Д0} = \frac{k_{отс} \cdot I_{нб}}{k_{в}} \quad (29)$$

где  $k_{отс}$  - коэффициент, отвечающий за отстройку, имеющий равенство 2;

$k_{в}$  - коэффициент, отвечающий за возврат, равенство которого имеет вид 0,95;

$I_{нб}$  - показатель, характеризующий ток дисбаланса (небаланса), равный А.

$$I_{Д0} = \frac{2 \cdot 0,145}{0,95} = 0,095$$

Таким образом, в рамках нагрузочного режима работы ВЛ, определение небаланса в дифференцированном токе  $I_{нб}$ , необходимо определять, исходя из всех составляющих, а именно:

$$I_{нб} = \frac{1}{I_6} \cdot \left[ (2 \cdot \varepsilon + 2 \cdot \varepsilon_{изм} + \delta_{кс}) \cdot I_{раб.макс} + \sum I_{отв} + \frac{I_{емк}}{2} \right] \quad (30)$$

где  $\varepsilon$  - погрешность ТТ:  $\varepsilon = 0,01$ , что свойственно если речь идет о «ТТ», то актуально класс 5Р; если  $\varepsilon$  равняется 0,03, то это говорит об актуальности ТТ класса 10Р.

$I_{раб. макс}$  - предназначение данного показателя кроется в обозначении максимума тока, достигаемого во время нагрузочного режима;

$\varepsilon_{изм}$  - предназначение указанного показателя состоит в характеристике дисбаланса, который в итоге может привести к актуализации погрешностей при измерении тока, что свойственно для каждого терминала 1-3 полукомплектов ДЗЛ, обладающего равенством 0,01;

$\sum I_{\text{отв}}$  - предназначение указанного показателя состоит в необходимости обозначения суммарного тока всех ответвлений;

$I_{\text{емк}}$  - предназначение данного показателя кроется в обозначении расчетно - емкостного тока линий;

$\delta_{\text{кс}}$  - показатель, характеризующий дисбаланс, актуализация которого основывается на асимметрии используемого мультиплексированного канала связи.

В связи с тем, что в случае применения оптических КС показатель времени асимметрии приближен к нулевому значению, следовательно, необходимо ориентироваться именно на 0.

Если обратить внимание на погрешность ТТ  $\varepsilon$ , предназначенную для ТТ класса 5P и 10P, то необходимо учесть, то она приходит в норму, если ток будет равен нулевой отметке. В том случае, когда величина тока  $I_{\text{раб.макс}}$  более  $2I_{\text{ном.тт}}$ , следовательно, необходимо, чтобы вышеуказанная погрешность была увеличена в полтора раза. Значение  $I_{\text{раб.макс}}$  равно  $I_{\text{ном.тт}}$  – будет актуальным для расчетов, если величина тока  $I_{\text{раб.макс}}$  будет меньше  $I_{\text{ном.тт}}$

Компенсация емкостного тока предусматривается при длине воздушной линии больше 50 км, следовательно, для рассматриваемой ВЛ компенсация емкостного тока не применяется. Общий небаланс от всех составляющих факторов:

$$I_{\text{нб}} = \frac{1}{800} \cdot [(2 \cdot 0,03 + 2 \cdot 0,01 + 0) \cdot 450 + 0 + 0] = 0,045 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности со стороны ПС 220 кВ Вышестеблиевская (отключен АТ-3 на ПС 220 кВ Вышестеблиевская и ВЛ 110 кВ Вышестеблиевская – Волна 1 цепь) рассчитаем по формуле 31:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}_{\text{мин}}}}{I_{\text{до}} \cdot I_{\text{Б}}} \quad (31)$$

где  $K_{\text{ч}}$  – коэффициент чувствительности;

$I_{\text{КЗ}_{\text{мин}}}$  – минимальный ток в месте КЗ в зоне действия защиты (2778 А).

$$K_{\text{ч}} = \frac{2778}{0,095 \cdot 800} = 36,6$$

Коэффициент чувствительности со стороны ПС 110 кВ Береговая ВЭС не проверяется, т.к. на ВЭС имеется автоматика, ограничивающая подпитку места КЗ при близких повреждениях.

Коэффициент чувствительности  $K_{\text{ч}} > 2$ , поэтому ограничим его до 2:

$$I_{\text{до}} = \frac{I_{\text{КЗ}_{\text{мин}}}}{K_{\text{ч}} \cdot I_{\text{Б}}} \quad (32)$$

где  $I_{\text{до}}$  – начальный ток срабатывания ДЗЛ;

$I_{\text{Б}}$  – базовый ток.

$$I_{\text{до}} = \frac{2778}{2 \cdot 800} = 1,7$$

Принимаем уставку по начальному току срабатывания ДЗЛ  $I_{\text{до}} = 1,7$  о.е.

Ток контроля токовых цепей найдем исходя из формулы:

$$I_{\text{д\_ктц\_уст}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб}} \quad (33)$$

где  $I_{\text{д\_ктц\_уст}}$  – ток контроля токовых цепей;

$k_{\text{отс}}$  – коэффициент, отвечающий за отстройку, = 1,5;

$I_{\text{нб}}$  – ток небаланса.

$$I_{\text{д\_ктц\_уст}} = 1,5 \cdot 0,045 = 0,067 \text{ А.}$$

### 3.1.3 Ток срабатывания дифференциальной отсечки

Определим значение  $K_s$  по рисунку 1 при  $\tau = 50$  мс,  $I_{\text{кз\_внеш\_макс}} = 3400$  А,  $Z_{\text{н}} = Z_{\text{н\_ном}}$ , для этого определим ток КЗ в относительных единицах:

$$I_{\text{кз}} = \frac{I_{\text{кз\_внеш\_макс}}}{I_{\text{ном\_тт}}} \quad (34)$$

где  $I_{\text{кз}}$  – ток КЗ в относительных единицах;

$I_{\text{кз\_внеш\_макс}}$  – максимальный ток внешнего КЗ (на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Береговая ВЭС);

$I_{\text{ном\_тт}}$  – номинальный ток трансформатора тока.

$$I_{\text{кз}} = \frac{3400}{1000} = 3,4 \text{ о. е.},$$

Определим значение  $K_s$ , для чего по горизонтальной оси отложим значение 3,4 о.е. и проведем вертикальную линию и покажем на рисунке 8. На пересечении с кривыми при  $Z_{\text{н}} = Z_{\text{н\_ном}}$  находим значения  $K_s = 1,58$ ,  $\Delta\varphi_s = 16$ .

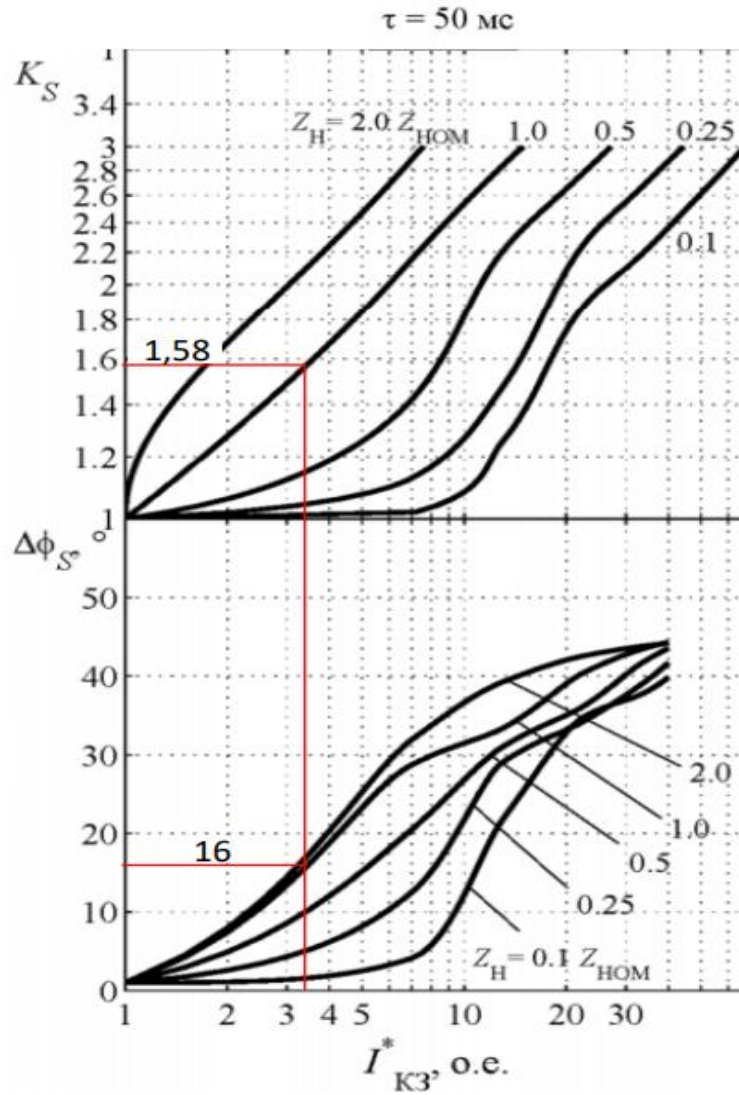


Рисунок 8 – Определение значения коэффициента искажения  $K_S$  и отклонения угла  $\Delta\varphi_S$  между векторами первичного и вторичного тока ТТ от тока КЗ для расчета уставки ДТО.

Ток небаланса при внешнем КЗ с максимальным током КЗ равен:

$$I_{\text{нб кз внеш макс}} = I_{\text{кз внеш макс}} \sqrt{1 + \frac{1}{K_S} \cdot \left( \frac{1}{K_S} - 2 \cdot \cos(\Delta\varphi_S) \right)} \quad (35)$$

где  $I_{\text{нб кз внеш макс}}$  – ток небаланса при внешнем КЗ;

$I_{\text{кз внеш макс}}$  – внешний максимальный ток КЗ;

$K_S$  – коэффициент искажения;

$\Delta\varphi_S$  – угол отклонения между векторами первичного и вторичного тока.

$$I_{\text{нб кз внеш макс}} = 3400 \sqrt{1 + \frac{1}{1,58} \cdot \left( \frac{1}{1,58} - 2 \cdot \cos(16) \right)} = 1458 \text{ А.}$$

Ток срабатывания ДТО выбирается равным:

$$I_{\text{д отс}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб кз внеш макс}}}{I_{\text{б}}} \quad (36)$$

где  $I_{\text{д отс}}$  – ток срабатывания ДТО;

$K_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки;

$I_{\text{б}}$  – Базовый ток.

$$I_{\text{д отс}} = \frac{2 \cdot 1458}{800} = 3,65 \text{ о. е.}$$

### 3.1.4 Ток начала торможения первого участка

$$I_{S1} = \frac{I_{\text{до}}}{k_{T1}} \quad (37)$$

где  $I_{S1}$  - ток начала торможения первого участка;

$I_{\text{до}}$  – начальный ток срабатывания ДЗЛ;

$k_{T1}$  – коэффициент торможения первого участка.

$$I_{S1} = \frac{1,7}{0,5} = 3,4$$

Ток начала торможения задается в амперах и выбирается из диапазона  $(1,00 \div 2,00) I_{\text{ном}}$ . Выберем значение начального тока торможения  $I_{S1} = 2 \text{ А}$  первого участка.

### 3.1.5 Выбор параметров наклонных участков характеристики срабатывания

Благодаря первому наклонному участку можно увидеть характеристику области режимов деятельности защиты, в рамках которых в связи с насыщением ТТ искажение тока имеет незначительный характер, либо его и вовсе не имеется.

Коэффициент торможения  $k_{Т1} = 0,5$  о. е.

Значение тока КЗ зададим:  $I_{КЗ}^* = \frac{3400}{800} = 4,25$ . На рисунке 9 показано определение значения коэффициента искажения  $K_S$ , а также фазы тока  $\Delta\varphi_S$ . Принимаем расчетное значение  $Z_H = Z_{H \text{ ном}}$ . Согласно рисунка 9 получаем значения  $K_S = 1,67$ ,  $\Delta\varphi_S = 20$ .

Проверяем, не превышает ли значение угла фазового сдвига его предельные значения, для чего точка с координатами А1 (1,67; 20) должна лежать ниже кривой, как показано на рисунке 9.

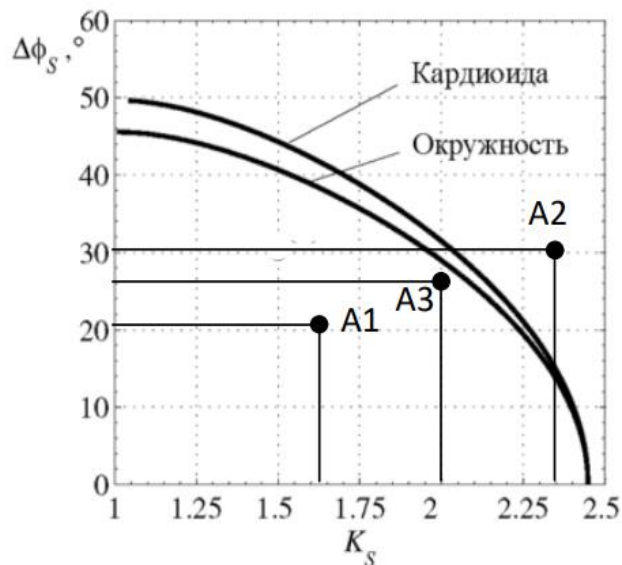


Рисунок 9 – Координаты точки А1

Как видим, точка А1 с координатами (1,6; 16) находится значительно ниже кривых предельного значения угла фазового сдвига.



Выполняем следующий итерационный шаг: ранее принятое значение тока увеличиваем в 2 раза:  $I_{кз}^* = 2 \cdot 4,25 = 8,5$  о. е. Коэффициент искажения вторичного тока и максимальное отклонение угла между векторами первичного и вторичного тока ТТ для указанного тока  $K_S = 2,4$ ,  $\Delta\varphi_S = 30$ , как показано на рисунке 9.

Проверяем, не превышает ли значение угла фазового сдвига его предельного значения, для чего точка с координатами А2 (2,4; 30) должна лежать ниже кривой. Согласно рисунку 9 точка лежит чуть выше кривой.

Выполняем следующий итерационный шаг: ранее принятое значение тока уменьшаем до  $I_{кз}^* = 6,0$  о. е. В данном случае стоит обратить внимание на показатель, обозначающий искажение вторичного тока и максимальное отклонение углов векторов первичного и вторичного тока ТТ для соответствующего тока. Наглядное представление:  $K_S = 2,0$ ,  $\Delta\varphi_S = 26$ , что соответствует рисунку 10.

Здесь необходимо провести проверочное исследование на предмет разницы между значением угла фазового сдвига и максимальным его значением. Во внимание берется точка координат А3, которая должна располагаться ниже кривой – что, собственно, и демонстрируется на 10 рисунке.

Как видно, выбранное значение тока обеспечивает довольно близкое сближение.

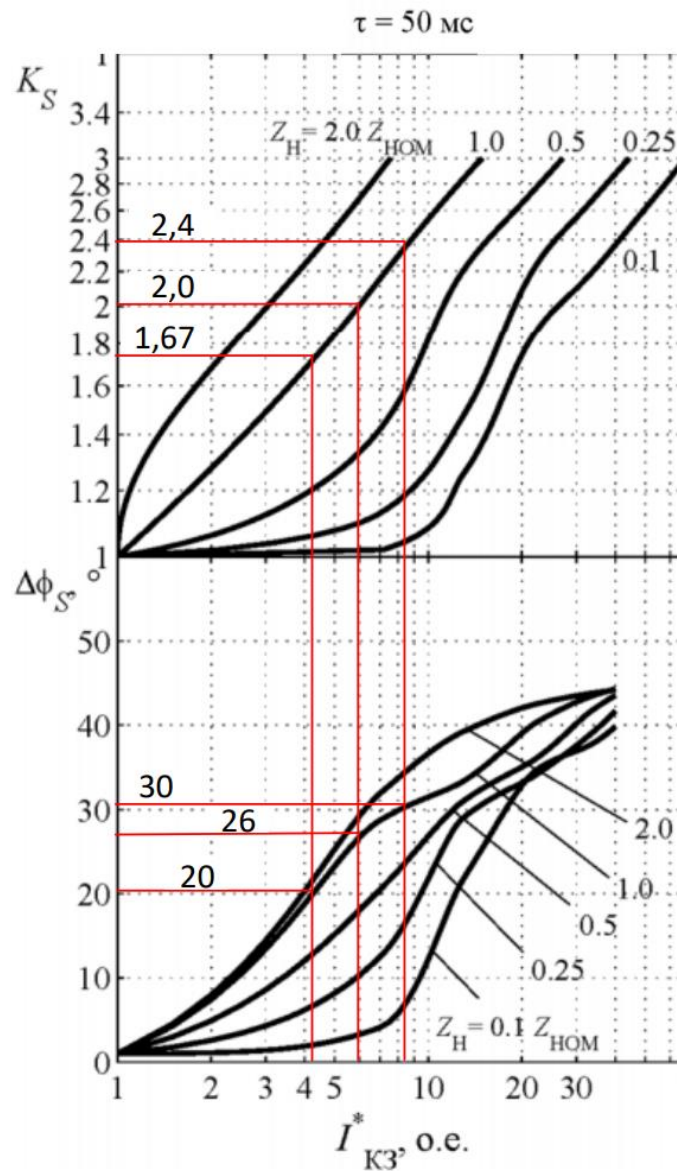


Рисунок 10 – Координаты точки А3

Исходя из полученных данных определим коэффициент искажения тормозного тока К по рисунку 11.

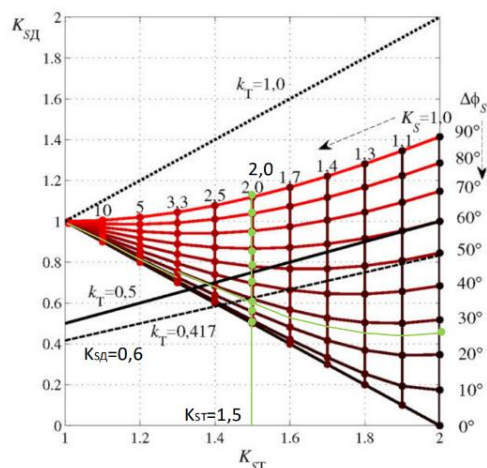


Рисунок 11 – Коэффициент искажения тормозного тока  $K$

$K_{ST} = 1,5$  – эта точка находится ниже линии  $k_{T1} = 0,417$ , тем самым обеспечивая необходимый запас по отстройке от насыщения ТТ.

Ток начала торможения:

$$I_{S2} = \frac{K_{ST} \cdot I_{K3}^* \cdot I_{\text{ном ТТ}}}{I_B} \quad (38)$$

где  $I_{S2}$  – ток начала торможения;

$I_{\text{ном ТТ}}$  – Номинальный ток ТТ;

$I_B$  – базисный ток

$$I_{S2} = \frac{1,5 \cdot 6 \cdot 1000}{800} = 11,25$$

Определим коэффициент торможения  $k_{TЭ\text{ отс}}$  по данным рисунка 12 при  $K_S = 2,0$ ,  $\Delta\varphi_s = 26$ .

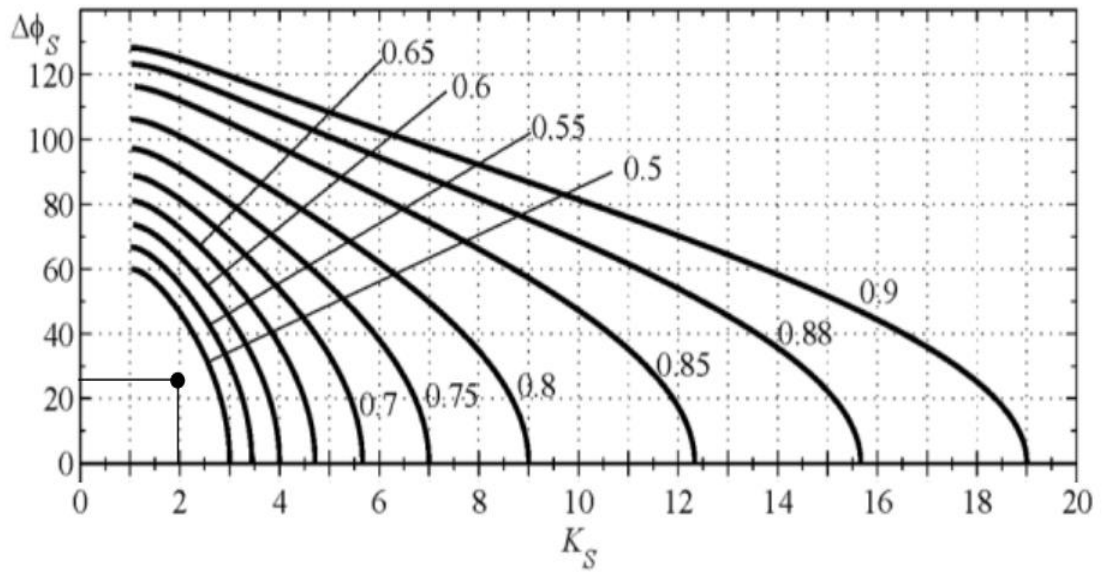


Рисунок 12 – Коэффициент торможения  $k_{TЭ отс}$

Принимаем значение  $k_{TЭ отс} = 0,5$

Коэффициент торможения  $k_{T2}$  выбирается по формуле:

$$k_{T2} = \frac{k_{TЭ отс} - k_{T1} \frac{I_{S2}}{I_{T отс}}}{1 - \frac{I_{S2}}{I_{T отс}}} \quad (39)$$

$$I_{T отс} = \frac{I_{Д отс}}{0,5} \quad (40)$$

$$I_{T отс} = \frac{3,65}{0,5} = 7,3$$

$$k_{T2} = \frac{0,5 - 0,5 \frac{11,25}{7,3}}{1 - \frac{11,25}{7,3}} = 0,5$$

Принимаем  $k_{T2} = 0,5$ .

## 3.2 Междофазная токовая отсечка

### 3.2.1 Полукомплект со стороны ПС 220 кВ Вышестеблиевская

Расчет выполняется:

по условию отстройки от тока трехфазного КЗ в конце линии в максимальном режиме:

$$I_{с.з} \geq k_{отс} \cdot I_{к.макс} \quad (41)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки;

$I_{к.макс}$  – максимальный ток в месте установки защиты при КЗ в конце ВЛ, А.

$$I_{с.з} = 1,3 \cdot 3400 = 4420 \text{ А}$$

Чувствительность при трехфазном КЗ в начале линии в минимальном режиме:

$$K_{ч} = \frac{I_{к.мин} \cdot \sqrt{3}}{I_{с.з}} \quad (42)$$

где  $K_{ч}$  – коэффициент чувствительности;

$I_{к.мин}$  – минимальный ток в месте установки защиты при КЗ в начале ВЛ, А.

$$K_{ч} = \frac{11394\sqrt{3}}{4420} = 4,5 > 1,2,$$

Принимаем что чувствительность достаточна.

### 3.3 Максимальная токовая защита

По условию отстройки от максимального нагрузочного тока линии:

$$I_{с.з} \geq \frac{k_{отс} \cdot k_c \cdot I_{\max.раб}}{k_B} \quad (43)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки;

$k_c$  – коэффициент самозапуска;

$I_{\max.раб}$  – ток максимального рабочего режима, принимается равным длительно допустимому току, А;

$k_B$  – коэффициент возврата;

$$I_{с.з} = \frac{1,1 \cdot 1,5 \cdot 450}{0,9} = 825 \text{ А,}$$

Чувствительность при трехфазном КЗ в конце линии в минимальном режиме:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{I_{с.з}} \quad (44)$$

где  $K_{\text{ч}}$  – коэффициент чувствительности;

$I_{\text{к.мин}}$  – минимальный ток в месте установки защиты при КЗ в конце ВЛ, А.

$$K_{\text{ч}} = \frac{2850}{825} = 3,5 > 1,5,$$

Чувствительность достаточна.

### 3.4 Дистанционная защита

#### 3.4.1 Сопротивление срабатывания первой ступени.

Если обратить внимание на первичное срабатывание первой ступени  $Z_{с.з.}^I$ , то оно актуализируется с малой временной выдержкой, в рамках линий, имеющих двустороннее питание, что абсолютно актуально для случая металлического КЗ, учитывая условия отстройки линий, где сама подстанция подключена с линиями, находящимся на других концах. Результаты отстройки сведем в таблицу 11.

Таблица 11 – Отстройка от КЗ на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Береговая ВЭС

Имя	Значение	К	Повреждение	Эл. величины
XУ	12,3	0,85	вид КЗ - ABC узел КЗ - 42	$Z_{CA}=15,92$
РУ	6,36			
ФМЧ	80			
Ф2	-15			
Ф3	115			
Ф4	0			
XУ	12,3	0,85	вид КЗ - AB узел КЗ - 42	$Z_{AB}=15,92$
РУ	6,36			
ФМЧ	80			
Ф2	-15			
Ф3	115			
Ф4	0			

Принимаем следующие уставки:  $X_{с.з.}^I = 12,3$  Ом,  $R_{с.з.}^I = 6,36$  Ом,  $t_{с.з.}^I = 0$  с.

#### 3.4.2 Сопротивление срабатывания первой ступени от КЗ на землю

«Уставка первой ступени ДЗ от КЗ на землю рассчитывается по условию отстройки от тока КЗ на шинах ПС 110 кВ Береговая ВЭС с учетом компенсации тока  $3I_0$ » [10].

Коэффициенты компенсации рассчитываются по формулам:

$$K_R = (R'_0 - R'_1)/3R'_1 \quad (45)$$

где  $K_R$  – коэффициент компенсации тока  $3I_0$  по R;

$R'_0$  – удельное активное сопротивление линии нулевой последовательности;

$R'_1$  – удельное активное сопротивление линии прямой последовательности.

$$K_X = (X'_0 - X'_1)/3X'_1 \quad (46)$$

где  $K_X$  – коэффициент компенсации тока  $3I_0$  по X;

$X'_0$  – удельное индуктивное сопротивление линии нулевой последовательности;

$X'_1$  – удельное индуктивное сопротивление линии прямой последовательности.

$$K_R = \frac{11,579 - 6,047}{3 \cdot 6,047} = 0,3$$

$$K_X = \frac{51,489 - 14,728}{3 \cdot 14,728} = 0,83$$

Полученные результаты расчетов сводим в таблицу 12.

Таблица 12 – Отстройка от КЗ на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Береговая ВЭС

Имя	Значение	К	Повреждение	Эл. величины
XУ	12,3	Котс= 0,85	вид КЗ – А0	$Z_A=15,92$
РУ	6,36		узел КЗ - 42	$K_r=0,30$
ФМЧ	80		$K_x=0,83$	
Ф2	-15			
Ф3	115			
Ф4	0			



Принимаем следующие уставки:  $X_{с.з.}^I = 12,3 \text{ Ом}$ ,  $R_{с.з.зем}^I = 6,36 \text{ Ом}$ ,  $t_{с.з.}^{I3} = 0$

с.

### 3.4.3 Сопротивление срабатывания второй ступени

Выбирается по условию обеспечения чувствительности на шинах 110 кВ Береговая ВЭС. Данные представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Отстройка по условию обеспечения чувствительности на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Береговая ВЭС

Имя	Значение	К	Повреждение	Подрезим	Эл. величины
ХУ	12,3	1,25	вид КЗ - АВС узел КЗ - 42	-	$Z_{CA}=15,92$ $Z_{CA}=15,92$
РУ	6,36				
ФМЧ	80				
Ф2	-15				
Ф3	115				
ХУ	12,3	1,25	вид КЗ - АВ узел КЗ - 42	-	$Z_{AB}=15,92$
РУ	6,36				
ФМЧ	80				
Ф2	-15	1,25	вид КЗ - АВ узел КЗ - 42	-	$Z_{AB}=15,92$
Ф3	115				
Ф4	0				
ХУ	12,3				
РУ	6,36				
ФМЧ	80				
Ф2	-15				
Ф3	115				
Ф4	0				

Время срабатывания второй ступени ДЗ выбирается по условию согласования с временем действия УРОВ на ПС 110 кВ Береговая ВЭС:

$$t_{с.з.}^{II} = 0,3 + 0,2 = 0,5 \text{ с.}$$

Принимаем следующие уставки:  $X_{с.з.}^{II} = 18,7 \text{ Ом}$ ,  $R_{с.з.}^{II} = 9,46 \text{ Ом}$ ,

$$t_{с.з.}^{II} = 0,5 \text{ с.}$$

Данная ступень используется для автоматического ускорения без выдержки времени ( $t_{AY} = 0 \text{ с}$ ) и оперативного ускорения с выдержкой времени  $t_{OY} = 0,3 \text{ с}$ .

### 3.4.4 Сопротивление срабатывания третьей ступени

Выбор уставки происходит, согласно условию отстройки максимальной величины тока нагрузки и представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Условия отстройки от максимального тока нагрузки

Расчетное условие	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрежим	Эл. величины
Нагрузка	X <sub>y</sub>	100,8	1,26	–	К <sub>H</sub> =1,20 К <sub>ВРТ</sub> =1,05 J <sub>H</sub> =450 U <sub>МИН</sub> =99 Ф <sub>H</sub> =90	Z <sub>H</sub> =127,02
	R <sub>y</sub>	58,6				
	Ф <sub>МЧ</sub>	68				
	Ф <sub>2</sub>	-15				
	Ф <sub>3</sub>	115				
Отстройка от условий обеспечения дальнего резервирования						
Отстройка	X <sub>y</sub>	39,4	1,25	вид К.З. - ABC узел К.З. - 43	–	Z <sub>СА</sub> =31,94
	R <sub>y</sub>	20,3				
	Ф <sub>МЧ</sub>	80				
	Ф <sub>2</sub>	-15				
	Ф <sub>3</sub>	115				
	X <sub>y</sub>	39,4	1,25	вид К.З. - АВ узел К.З. - 43	–	Z <sub>АВ</sub> =31,94
	R <sub>y</sub>	20,3				
	Ф <sub>МЧ</sub>	80				
	Ф <sub>2</sub>	-15				
	Ф <sub>3</sub>	115				
	X <sub>y</sub>	39,4	1,25	вид К.З. - АВ узел К.З. - 43	ЭЛ 245/ВЫШ8/255 ЭЛ 393/ВЫШ3/ТМН11	Z <sub>АВ</sub> =31,94
	R <sub>y</sub>	20,3				
	Ф <sub>МЧ</sub>	80				
	Ф <sub>2</sub>	-15				
	Ф <sub>3</sub>	115				
	X <sub>y</sub>	62,4	1,25	вид К.З. - ABC узел К.З. - ВЭС <sub>6</sub>	–	Z <sub>СА</sub> =44,79
	R <sub>y</sub>	21,0				
	Ф <sub>МЧ</sub>	80				
	Ф <sub>2</sub>	-15				
	Ф <sub>3</sub>	11				

Принимаем следующие уставки:  $X_{с.з.}^{III} = 100,8 \text{ Ом}$ ,  $R_{с.з.}^{III} = 58,6 \text{ Ом}$ ,  
 $t_{с.з.}^{III} = 3,0 \text{ с}$ .

«Углы наклона характеристики ДЗ

Угол  $\varphi_1$  наклона верхней правой части характеристик РС принимаем с некоторым запасом  $85^\circ$ .

Угол  $\varphi_2$  наклона нижней правой части характеристик РС принимаем с некоторым запасом (минус)  $15^\circ$ .

Угол  $\varphi_4$  наклона верхней правой части характеристики реле сопротивления задается равным (минус)  $12^\circ$ , что удовлетворяет большинству расчетных режимов.

Для большинства случаев угол наклона нижней левой части характеристики срабатывания  $\varphi_3$  может быть принят равным  $115^\circ$ » [10].

### 3.5 Токовая защита нулевой последовательности

#### 3.5.1 Ток срабатывания первой ступени

Отстройка от утроенного тока нулевой последовательности при КЗ на шинах противоположной подстанции представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Отстройка от утроенного тока нулевой последовательности

Расчетное условие	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрезжим	Эл. величины
Отстройка	уставка	2852	1,30	вид К.З. - А0 узел К.З. - 42	–	$3I_0=2193$ $3U_0=7,06$
	уставка	2100	1,30	вид К.З. - ВС0 узел К.З. - 42	–	$3I_0=1616$ $3U_0=5,20$
	уставка	2852	1,30	вид К.З. - А0 узел К.З. - 42	откл 0 42-43	$3I_0=2193$ $3U_0=7,06$
	уставка	2100	1,30	вид К.З. - ВС0 узел К.З. - 42	откл 0 42-43	$3I_0=1616$ $3U_0=5,20$

Выдержка времени принимается равной 0 с.

Принимаем следующие уставки  $I_{0.с.з.}^I = 2850$  А,  $t_{с.з.}^I = 0$  с, ступень ненаправленная.

### 3.5.2 Ток срабатывания второй ступени

По условиям обеспечения чувствительности на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Береговая ВЭС, представленных в таблице 16:

Таблица 16 – Условия обеспечения чувствительности на шинах

Расчетное условие	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрезжим	Эл. величины
чувствительность	уставка	1050	2,09	вид К.З. - А0 узел К.З. - 42	–	$3I_0=2193$ $3U_0=7,06$
	уставка	1050	1,54	вид К.З. - АВ0 узел К.З. - 42	–	$3I_0=1616$ $3U_0=5,20$
	уставка	1050	2,02	вид К.З. - А0 узел К.З. - 42	эл 388 374	$3I_0=2193$ $3U_0=7,06$
	уставка	1050	1,51	вид К.З. - АВ0 узел К.З. - 42	эл 388 374	$3I_0=1616$ $3U_0=5,20$

Выдержка времени принимается равной 0,5 с.

Принимаем следующие уставки  $I_{0.с.з.}^{II} = 1050$  А,  $t_{с.з.}^{II} = 0,5$  с. Ступень направленная.

### 3.5.3 Ток срабатывания третьей ступени

По условию обеспечения дальнего резервирования с чувствительностью на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Береговая ВЭС представленных в таблице 17:

Таблица 17 – Условия обеспечения дальнего резервирования с чувствительностью

Расчетное условие	Имя	Значение	К	Повреждение	Эл. величины
чувствительность	уставка	112	1,21	вид К.З. - А0 узел К.З. - 127	$3I_0=136$

Продолжение таблицы 17

Расчетное условие	Имя	Значение	К	Повреждение	Эл. величины
	уставка	112	4,87	вид К.З. А0 узел К.З. 122 ПС 110 кВ Тольяттиазот 1 СШ	$3I_0=545$
	уставка	112	4,87	вид К.З. А0 узел К.З. 125 ПС 110 кВ Тольяттиазот 2 СШ	$3I_0=545$
	уставка	112	2,06	вид К.З. А0 узел К.З. 52 ПС 110 кВ Старотитаровская	$3I_0=234$
	уставка	112	1,66	вид К.З. А0 узел К.З. 47 ПС 110 кВ Волна 1 СШ	$3I_0=186$
	уставка	112	1,66	вид К.З. А0 узел К.З. 50 ПС 110 кВ Волна 2 СШ	$3I_0=186$
	уставка	112	3,32	вид К.З. А0 узел К.З. 37 ПС 110 кВ Вышестеблиевская тяговая	$3I_0=372$
Чувствительность	уставка	112	5,12	вид К.З. А0 узел К.З. 9 ПС 220 кВ Вышестеблиевская шины 220 кВ	$3I_0=573$

Выдержка времени принимается равной 1,0 с.

Принимаем следующие уставки  $I_{0.с.з.}^{III} = 112$  А,  $t_{с.з.}^{III} = 1$  с. Ступень направленная.

### 3.5.4 Уставки реле направления мощности

Уставка срабатывания разрешающего реле  $I_{0\text{ср.разр}}$  выбирается «по условию отстройки от суммарного тока небаланса нулевой последовательности в максимальном нагрузочном режиме» [10]:

$$I_{0\text{ср.разр}} \geq \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} (k_{\text{нб}} \cdot I_{\text{раб.макс}} + 3I_{0\text{.н.р}}) \quad (47)$$

где  $k_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки;

$k_{\text{нб}}$  – коэффициент небаланса;

$I_{\text{раб.макс}}$  – рабочий максимальный ток, на перспективу принимаем длительно допустимому току ВЛ, А;

$3I_{0\text{.н.р}}$  – утроенный ток нулевой последовательности, обусловленный несимметрией нагрузки, А.

$$I_{0\text{ср.разр}} = \frac{1,25}{0,9} (0,03 \cdot 450 + 0) = 18,75 \text{ А,}$$

Принимаем значение  $I_{0\text{ср.разр}} = 20 \text{ А}$ .

«Чувствительность по току разрешающего реле направления мощности нулевой последовательности при КЗ на землю в конце защищаемой линии в минимальном режиме (отключены АТ-3 на ПС 220 кВ Вышестеблиевская, ВЛ 110 кВ Вышестеблиевская – Волна 1ц)» [10]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_{0\text{.кз.мин}}}{I_{0\text{.с.з.разр}}} \quad (48)$$

где  $3I_{0\text{.кз.мин}}$  – показатель, предназначенный для обозначения трехмерного значения тока, соответствующего нулевой последовательности, течение которого осуществляется в установке защиты, если имеет место быть расчетный КЗ на землю,

расположенный в завершении защищаемой линии при минимальном режиме, А;

$I_{0.с.з.разр}$  – показатель, предназначенный для обозначения тока срабатывания, определяющего реле направления в нулевой последовательности, А.

$$K_{\text{ч}} = \frac{2124}{20} = 106 > 1,5,$$

Здесь нельзя не отметить внимание на «первичное направление срабатывания так называемого разрешающего реле» - оно равняется 0.с.з.разр., В. Выбор осуществляется ввиду актуальных условий отклонения от напряжения дисбаланса в минимальном и нормальном разгрузочном режимах

Актуальность приобретает следующий расчет:

$$U_{0.с.з.разр} \geq \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \left( \frac{k_{\text{ТН}} \cdot 3U_{0,\text{нб}}}{\sqrt{3}} + 3U_{0,\text{н.р}} \right) \quad (49)$$

где – в качестве « $k_{\text{отс}}$ » выступает показатель отстройки, который в той или иной степени учитывает возможную погрешность терминала, запала и расчета, поэтому актуальным в данном случае является значение, равное 1,25;

– в качестве « $k_{\text{ТН}}$ » выступает показатель трансформации ТН, актуальный для обмоток Y/Y;

– в качестве « $3U_{0,\text{нб}}$ » выступает показатель, характеризующий утроенное вторичное напряжение дисбаланса в нулевой последовательности реле в исследуемом режиме;

– в качестве « $3U_{0,\text{н.р}}$ » выступает первичное напряжение нулевой последовательности, актуально-обусловленное для асимметрии системы В, имеющее утроенное значение;

– в качестве « $k_B$ » выступает показатель, характеризующий возврат реле, где норма принимается из расчета значения в 0,9.

$$U_{0.с.з.разр} = \frac{1,25}{0,9} \left( \frac{1100 \cdot 0,012}{\sqrt{3}} + 0 \right) = 10,6 \text{ В},$$

Что же касается значения « $U_{0.с.з.разр}$ », то оно будет равно 10 В.

В данном случае стоит обратить внимание на показатели чувствительности напряжения разрешающего реле направления мощности нулевой последовательности в случае с КЗ на землю к концу защищаемой линии на минимальном режиме: отключение АТ-3 на ПС 220 кВ Вышестеблиевская, ВЛ 110 кВ Вышестеблиевская – Волна 1ц. Актуальным является следующий расчет по формуле 50:

$$K_{\text{ч}} = \frac{8520}{10} = 825 \geq 1,5.$$

### 3.6 Устройство резервирования отказа выключателя

«Ток срабатывания УРОВ выбирается меньше минимального тока КЗ, протекающего в месте установки защиты при междуфазных КЗ и КЗ на землю в конце зоны резервирования» [10]:

$$I_{\text{ср УРОВ}} \leq \frac{I_{\text{КЗ min}}}{K_{\text{ч}}} \quad (50)$$

где  $I_{\text{КЗ min}}$  – рабочий максимальный ток, на перспективу принимаем длительно допустимому току ВЛ, А;

$k_{\text{ч}}$  – коэффициент чувствительности, равный 1,5.

$$I_{\text{ср УРОВ}} = \frac{450}{1,5} = 300 \text{ А},$$



Обращая внимание на выдержку времени действия УРОВ в отношении смежные присоединений, стоит отметить, что акцентировать взор необходимо на минимально-допустимого времени обеспечения резервных защит, что будет способствовать сокращению расчетных выдержек времени и обеспечить надежность в работе энергосистемы.

В данном случае необходимо использовать формулу и расчеты, имеющие следующий вид:

$$T_{\text{ср УРОВ}} = t_{\text{НС}} + t_{\text{ОВ}} + t_{\text{вз РТ}} + \Delta t_{\text{зап}} \quad (51)$$

где  $T_{\text{ср УРОВ}}$  - выдержка времени действия УРОВ;

$t_{\text{НС}}$  – выдержка времени действия УРОВ «на себя»;

$t_{\text{ОВ}}$  – максимальное время отключения выключателя;

$t_{\text{вз РТ}}$  – время возврата реле контроля протекания тока;

$\Delta t_{\text{зап}}$  – время запаса.

$$T_{\text{ср УРОВ}} = 0,02 + 0,08 + 0,03 + 0,05 = 0,18 \text{ с.}$$

Принимаем:  $I_{\text{ср УРОВ}} = 300 \text{ А}$ ,  $T_{\text{ср УРОВ}} = 0,2 \text{ с}$ .

### **3.7 Автоматика повторного включения**

Расчетная пауза цикла ТАПВ (трехфазное автоматическое повторное включение) определяется по условию отстройки от времени действия междуфазных защит на противоположном конце, надежно охватывающих линию.

Без расчетов принимается выдержка времени 4,0 с.

Уставка контроля отсутствия напряжения по опыту эксплуатации предлагается на уровне 40 В во вторичных цепях. Уставка контроля наличия напряжения по опыту эксплуатации предлагается на уровне 80 В во

вторичных цепях. Стандартные рекомендуемые параметры уставок контроля синхронизма:

- по разности напряжений 10 В;
- по разности фаз 30°.

Основанием для осуществления так называемых «ориентировочных расчетов» служат актуальные методические указания, позволяющие выбрать наиболее подходящие варианты параметров срабатывания РЗА оборудования на подстанции производства ООО НПП «ЭКРА» с учетом указаний и рекомендаций для оборудования производства энергетического холдинга «ABB Power», а так же рекомендациями завода изготовителя устанавливаемого высоковольтного оборудования.

Выводы по разделу 3.

В целях реализации всех расчетов по поводу уставок, предназначенных для устройств РЗА, необходимо иметь значения, актуальные для токов коротких замыканий в пределах того участка, который защищается соответствующими устройствами.

Необходимо обеспечить реализацию резервной защиты, но перед этим согласовать все уставки и время включения основных и резервных ступеней, где зоны защиты совпадает между собой.

«В целях проведения проверочных действий в отношении уровня чувствительности токовых защит, необходимо обладать данными, касающимися минимальных режимов работы сети, а также актуальные для них токи. В данном случае все расчеты производятся системным оператором эксплуатирующей данный участок сети» [6].

## Заключение

Проведение аналитической работы в отношении актуального состояния электрической подстанции (далее ПС) 220/110 кВ Вышестеблиевская, позволило актуализировать возможность обоснования важности реализации реконструкции представленного объекта энергетической сферы, направленной на совершенствование уровня надежности и эффективности данного объекта с расширенным использованием открытого распределительного устройства (ОРУ) 110 кВ на единственную линейную ячейку, обеспечивающая присоединение линии электропередачи (ЛЭП) 110 кВ Береговая ВЭС - Вышестеблиевская.

При выполнении представленной выпускной квалификационной работы было проведено исследование в отношении первичных схем подстанции 220/110 кВ Вышестеблиевская, а также поверка параметров автотрансформаторов (далее АТ) на предмет их соответствия заявленным показателям и стандартам, выработаны и обоснованы все виды работ, проведение которых предполагается при реализации реконструкции рассматриваемой ПС.

Формируя аппаратный механизм за основу, были взяты методы, позволяющие обеспечить расчет токов короткого замыкания, установок срабатывания устройств, относящихся к релейной защите и автоматике (РЗА), с опорой на имеющиеся методические указания, предоставленные заводами-изготовителями, а также стандарты, актуализированные для организаций со стороны Федеральной сетевой компании Единой энергетической сети (ФСК ЕЭС).

Основная задача представленной работы состояла в том, чтобы определить, необходимые для реконструкции ПС 220/110 кВ Вышестеблиевская объемы, поскольку она нуждается в совершенствовании. Для решения соответствующей задачи предполагалось провести детальную исследовательско-аналитическую работу в отношении соответствующего

энергетического объекта, что необходимо для выявления скрытых возможностей, открывающих путь реализации дальнейшей реконструкции.

На основании сведений, представленных в эксплуатационной документации, учитывая географическое положение объекта, компоновку его оборудования, учитывая те функции, которые он выполняет, было принято решение о возможности его последующего совершенствования путем модернизации конкретного участка ОРУ.

При написании данной работы, были произведены расчеты, касающиеся токов коротких замыканий, необходимых для проведения проверки в отношении устройства РЗА и компонентов. На основании полученных результатов были выработаны предложения о проведении определенных технологических процессов, методов реализации реконструкции объекта, которое в свою очередь должно быть полностью безопасным.

В целях предотвращения снижения уровня надежности действующего объекта энергосистемы, необходимо было минимизировать оперативные переключения и время вынужденного простоя в работе оборудования.

Все рекомендации, предложенные ФСК ЕЭС, выступающей в качестве владельца эксплуатируемой подстанции, в ходе проведения вышеуказанной работы были соблюдены.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что все задачи данной выпускной квалификационной работы были решены, а основная цель достигнута.

## Список используемых источников

1. АО ВО «Электроаппарат» город Санкт-Петербург. [Электронный ресурс]: <https://elektroapparat.ru/products> (дата обращения: 22.10.2023).
2. ЗАО «Завод электротехнического оборудования» г. Великие Луки. [Электронный ресурс]: <https://zeto.ru> (дата обращения: 22.11.2023).
3. Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И., Схемы электрических соединений подстанций: учебное пособие /– Москва: Изд-во Флинта – 2017г. – [Электронный ресурс]. – 100 с. – URL: <https://new.znaniium.com/catalog/product/947712> (дата обращения: 02.11.2023).
4. Крючков И.П., Пираторов М.В., Старшинов В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные и методические материалы для выполнения квалификационных работ: учебно-справочное пособие для вузов /Москва: Издательский дом МЭИ, 2015. – 138 с. – [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.studentlibrary.ru/ru/book/ISBN9785383009581.html> (дата обращения: 02.11.2023).
5. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции: учебное пособие /– Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. – 111 с. – [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.iprbookshop.ru/69935.html> (дата обращения: 02.11.2023).
6. Митрошин А. И. Реконструкция электрической части подстанции 500 кВ «Тамань»: Тольяттинский государственный университет, Институт химии и энергетики, Кафедра Электроснабжение и электротехника – [Электронный ресурс]: <https://dspace.tltsu.ru/handle/123456789/23068> (дата обращения: 05.11.2023).
7. ОАО «Раменский Электротехнический завод «Энергия» г. Раменское. [Электронный ресурс]: <https://www.ramenergy.ru> (дата обращения: 05.11.2023).
8. ОАО «Тольяттинский трансформатор»: [Электронный ресурс]: <https://www.transformator.com.ru> (дата обращения: 05.11.2023).

9. ОАО «Электроприбор» г. Чебоксары. [Электронный ресурс]: <https://www.elpribor.ru> (дата обращения: 10.11.2023).

10. ООО НПП «ЭКРА» Методика расчета и выбора параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования резервных защит в шкафу типа ШЭ2607 021 [Электронный ресурс]: <https://ekra.ru/product/docs/rz-ps-110-750kv/zashchita-lin/she2607-she2710/%D0%A0%D0%B5%D0%BA%D0%BE%D0%BC%D0%B5%D0%BD%D0%B4%D0%B0%D1%86%D0%B8%D0%B8%20%D0%BF%D0%BE%20%D1%80%D0%B0%D1%81%D1%87%D0%B5%D1%82%D1%83%20%D1%83%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%B2%D0%BE%D0%BA%20%D0%9A%D0%A1%D0%97%20110-220%20%D0%BA%D0%92.pdf> (дата обращения: 10.11.2023).

11. ООО Инженерный центр «Энергосервис» г.Архангельск. [Электронный ресурс]: <https://www.enip2.ru> (дата обращения: 10.11.2023).

12. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учебное пособие. – Москва: ИД «Форум» - ИНФРА-М 2022. – 416 с.

13. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок / Минтруд России., – Москва. – 139 с.

14. РД 153-34,3-35-125-99 РАО «ЭС России». Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. Санкт-Петербург. Издательство ПЭИПК 1999г.

15. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций /– Москва: Издательский центр «Академия», 2005. – 448 с.

16. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008.

17. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-33.040.20.181-2014. Типовая инструкция по организации и производству работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики подстанций. ОАО «ФСК ЕЭС» 2014. Дата введения изменений: 12.09.2017.

18. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». СТО 56947007-29.120.70.99-2011. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА».

19. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС): [Электронный ресурс] /ПАО «ФСК ЕЭС». – URL: [https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/СТО\\_56947007-29.240.10.248-2017\\_.pdf](https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/СТО_56947007-29.240.10.248-2017_.pdf) (дата обращения: 28.12.2023).

20. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». СТО 56947007-29.240.40.263-2018. Системы собственных нужд подстанций. Типовые решения: [Электронный ресурс] /ПАО «ФСК ЕЭС». – URL: [https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/СТО\\_56947007-29.240.40.263-2018.pdf](https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/СТО_56947007-29.240.40.263-2018.pdf) (дата обращения: 18.12.2023).

21. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ Типовые решения: [Электронный ресурс] /ПАО «ФСК ЕЭС». – URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf> (дата обращения: 24.12.2023).