

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 электрической части подстанции 500 кВ «Тамань»

Обучающийся

А. И. Митрошин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.п.н., доцент, М. Н. Третьякова

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

Тольятти 2022

Аннотация

На основе проведенного анализа состояния ПС 500 кВ Тамань обоснована необходимость и возможность проведения реконструкции данного объекта энергетики в целях повышения его надежности и эффективности.

В ходе выполнения ВКР изучены первичные схемы ПС, проведена проверка соответствия параметров АТ, определены и обоснованы виды работ по реконструкции и модернизации ПС.

При выборе аппаратов использовались методы расчета токов короткого замыкания и определения уставок срабатывания устройств РЗА согласно методическим указаниям заводов изготовителей, а также согласно указаниям стандартов организации ФСК ЕЭС.

При реконструкции схемы объекта руководствовались указаниями стандартов ФСК ЕЭС.

Для реализации предложенной реконструкции проработаны технологические аспекты. При разработке технологии запланированной реконструкции учитывалось необходимость безопасного выполнения работ, а также создание такой очередности выполнения этапов, при которой основное оборудование выводится из работы на минимально возможный срок, что позволяет обеспечить бесперебойность функционирования объекта.

Содержание

Введение.....	5
1 Анализ состояния подстанции 500 кВ Тамань.....	7
2 Расчет мощности и выбор силовых трансформаторов.....	18
3 Обоснование и выбор схем распределительных устройств	21
3.1 ОРУ-500.....	21
3.2 ОРУ-220.....	21
3.3 ЗРУ-10.....	23
3.4 ЩСН-0,4 кВ	24
4 Расчет токов короткого замыкания и выбор электрооборудования	26
4.1 Преобразование схемы сети 500 кВ	26
4.2 Расчет тока короткого замыкания на секции 500 кВ.....	33
4.3 Проверка выбранного выключателя 500 кВ.....	35
4.4 Проверка выбранного трансформатора тока.....	39
4.5 Проверка выбранного разъединителя 500 кВ	44
4.6 Проверка линейного трансформатора напряжения 220 кВ	46
5 Проверка релейной защиты.....	49
5.1 Выбор уставок дифференциальной защиты АТ-1 (АТ-2) в составе терминалов БЭ2704V542.....	49
5.2 Выбор уставок ДЗ АТ-1 (АТ-2) для стороны 500 кВ в составе терминалов БЭ2704V572.....	57
5.3 Выбор уставок ТНЗНП АТ-1 (АТ-2) для стороны 500 кВ в составе терминалов БЭ2704V572.....	60
6 Проверка заземления и молниезащиты подстанции	64
7 Технологические процессы при реконструкции подстанции.....	68
7.1 Установка выключателей в схеме АТ 500.....	68
7.2 Установка дополнительных фаз ТН 220 кВ	72
7.3 Реконструкция ДЗШ-220 кВ	74
7.4 Изменение логики АВР-0,4 кВ	77

Заключение	81
Список используемых источников.....	82
Приложение А Параметры элементов сети 500 кВ	85
Приложение Б Типовая схема ОРУ-500	87
Приложение В Типовая схема ОРУ-220	88
Приложение Г Типовая схема ЗРУ-10 кВ.....	89
Приложение Д Схемы замещения расчета токов короткого замыкания.....	90
Приложение Е Расчет параметров зоны молниезащиты ПС 500 кВ Тамань..	94

Введение

ПС 500 кВ являются важными узлами энергосистемы России. Развитие энергосистемы напрямую зависит от энергообъектов данного класса. Соответствие оборудования современным требованиям, внедрение новых технологий и решений, примененных на объектах энергетики, позволяют создать современный надежный энергоузел, с помощью которого можно не только объединить между собой энергосистемы различных областей, но и развить вокруг него крупную инфраструктуру региона.

Повышение надежности энергосистем достигается не только созданием новых, современных объектов энергетики, но и проведением периодических реконструкций действующих, введенных ранее в эксплуатацию объектов.

Объемы реконструкции введенных в работу объектов напрямую зависят от того, какие задачи необходимо решать в данный момент и в ближайшем будущем на данном участке сети в целях ее развития и обеспечения надежной работы электрооборудования.

Объектом исследования данной бакалаврской работы является ПС 500 кВ «Тамань», расположенная на территории Темрюкского района Краснодарского края.

Рассмотрим основные предпосылки для проведения реконструкции подстанции «Тамань».

Строительство ПС 500 кВ «Тамань» было начато в 2015 году и за время эксплуатации данной подстанции уровень развития техники в сфере энергетики значительно изменился. Особенно в части релейной защиты и автоматики (РЗА), и противоаварийной автоматики (ПА). Поэтому модернизация вторичных устройств такого объекта как ПС 500 кВ «Тамань» может стать перспективным средством для повышения надежности электроснабжения отходящих линий.

ПС 500 кВ «Тамань» создавалась как объект, предназначенный для передачи электроэнергии на полуостров Крым, а также для повышения

надежности питания инфраструктуры промышленных предприятий, расположенных на Таманском полуострове. В последствии к ПС 500 кВ «Тамань» по двум линиям 220 кВ была подключена ПС 220 кВ «Порт», осуществляющая питание объектов инфраструктуры Крымского моста, объектов РЖД и сухогрузного района морского порта «Тамань» на Таманском полуострове Краснодарского края. Позже к ПС 500 кВ «Тамань» были подключены тяговые ПС ОАО РЖД Темрюкского района. В данное время разрабатывается проектная документация на подключение РУ 220 кВ ТЭС «Ударная», строящейся вблизи города Крымск Краснодарского края. Кроме того, планируется техническое присоединение объектов «Гольятти-Азот» к ПС 220 кВ «Вышестеблиевская». Новые присоединения увеличивают переток мощности по шинам 220 кВ ПС 500 кВ «Тамань» в сторону ПС «Вышестеблиевская» по двум ВЛ 220 кВ «Тамань-Вышестеблиевская» и «Тамань-Вышестеблиевская №2». Таким образом, развитие ПС 500 кВ требует реконструкции первичного электрооборудования.

Цель бакалаврской работы – повышение надежности электроснабжения отходящих линий ПС 500 кВ «Тамань» за счет проведения реконструкции.

1 Анализ состояния подстанции 500 кВ Тамань

Определить конкретный объем реконструкции можно только на основе детального изучения рассматриваемого объекта, анализа состояния и режимов работы ПС 500 кВ «Тамань».

Схема ПС 500 кВ «Тамань» включает в себя ОРУ-500 кВ и ОРУ-220 кВ.

К ОРУ-500 подключены две воздушные линии напряжением 500 кВ. Это ВЛ 500 кВ «Кубанская – Тамань» и ВЛ 500 кВ «Ростовская – Тамань». ОРУ-500 кВ выполнена по схеме №500-15 «Трансформаторы-шины с присоединением линий через два выключателя» рис.1[20].

Автотрансформаторы подстанции АТ-1 и АТ-2 подключены соответственно к первой и второй секции шин через фазные разъединители. Автотрансформатор АТ-3 подключается к обоим секциям шин 500 кВ через развилку элегазовых выключателей [24].

К линейной секции ВЛ 500 кВ «Ростовская – Тамань» через выключатель подключен шунтирующий реактор Р-1-500 Ростовская.

На ОРУ-500 установлен шунтирующий реактор Р-2-500, который через развилку разъединителей может быть подключен к первой или второй секции шин. В схеме реактора установлен элегазовый выключатель.

Маслонаполненное оборудование ОРУ-500 имеет систему водяного пожаротушения [24].

На каждой секции шин установлено по два ТН 500 кВ, имеющие возможность резервирования вторичных цепей между собой по вторичным цепям напряжения. ТН подключены к шинам жестко.

На ВЛ 500 установлены два линейных трансформатора напряжения и трансформатор тока. Один ТН установлен до линейного разъединителя, другой после. Трансформаторы напряжения линии имеют возможность резервирования между собой. Помимо линейного трансформатора тока в схеме выключателей линии установлены ТТ.

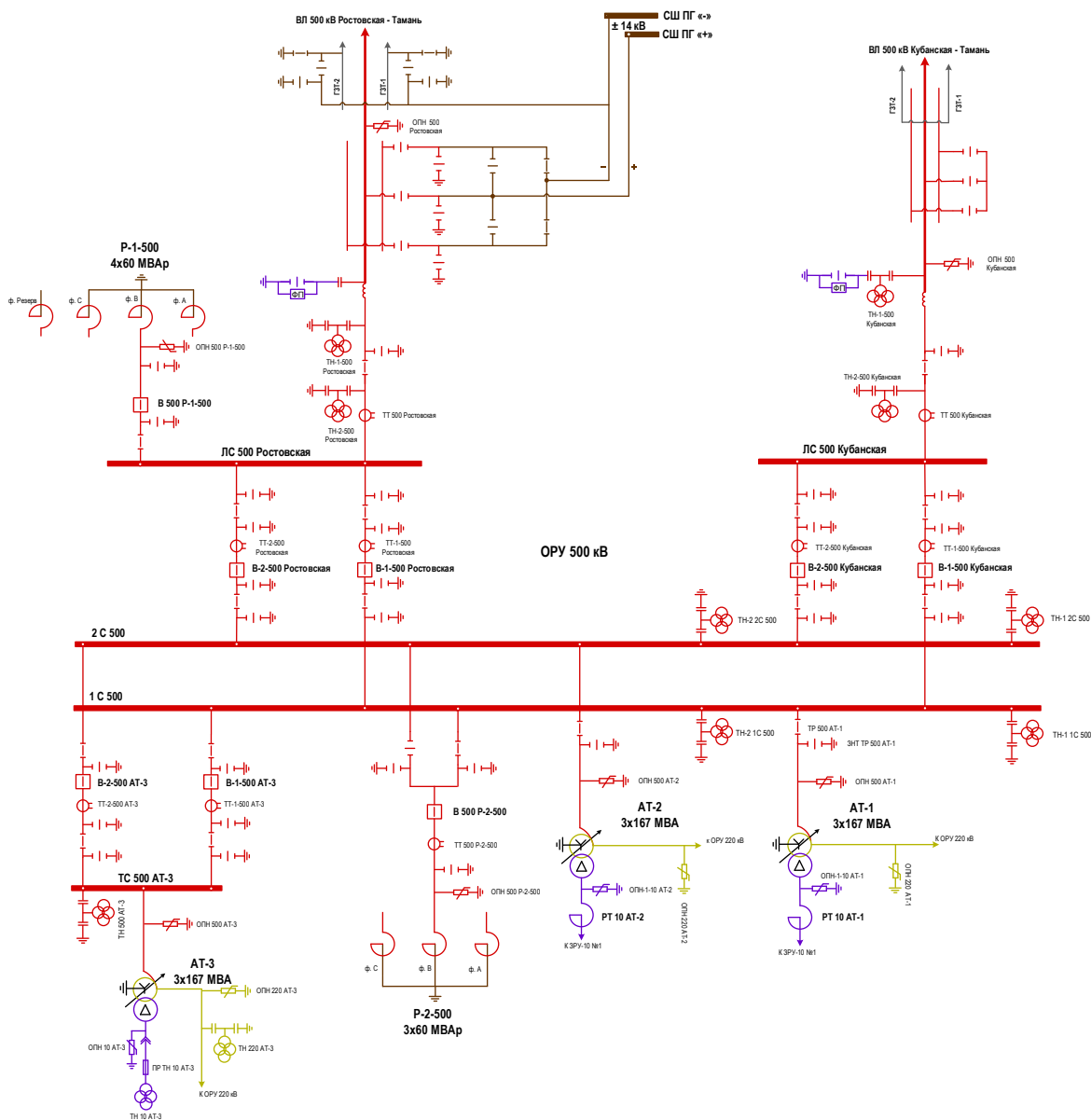


Рисунок 1 – ОРУ-500 ПС 500 кВ Тамань

ОРУ-220 кВ выполнено по схеме №220-113Н «Две рабочие и обходная системы шин» рис. 2 [20].

На ОРУ 220 кВ установлен трансформатор плавки гололеда Т-4 и реактор Р-1-220.

К шинам 220 кВ подключены четыре кабельно-воздушных линии и шесть воздушных линий.

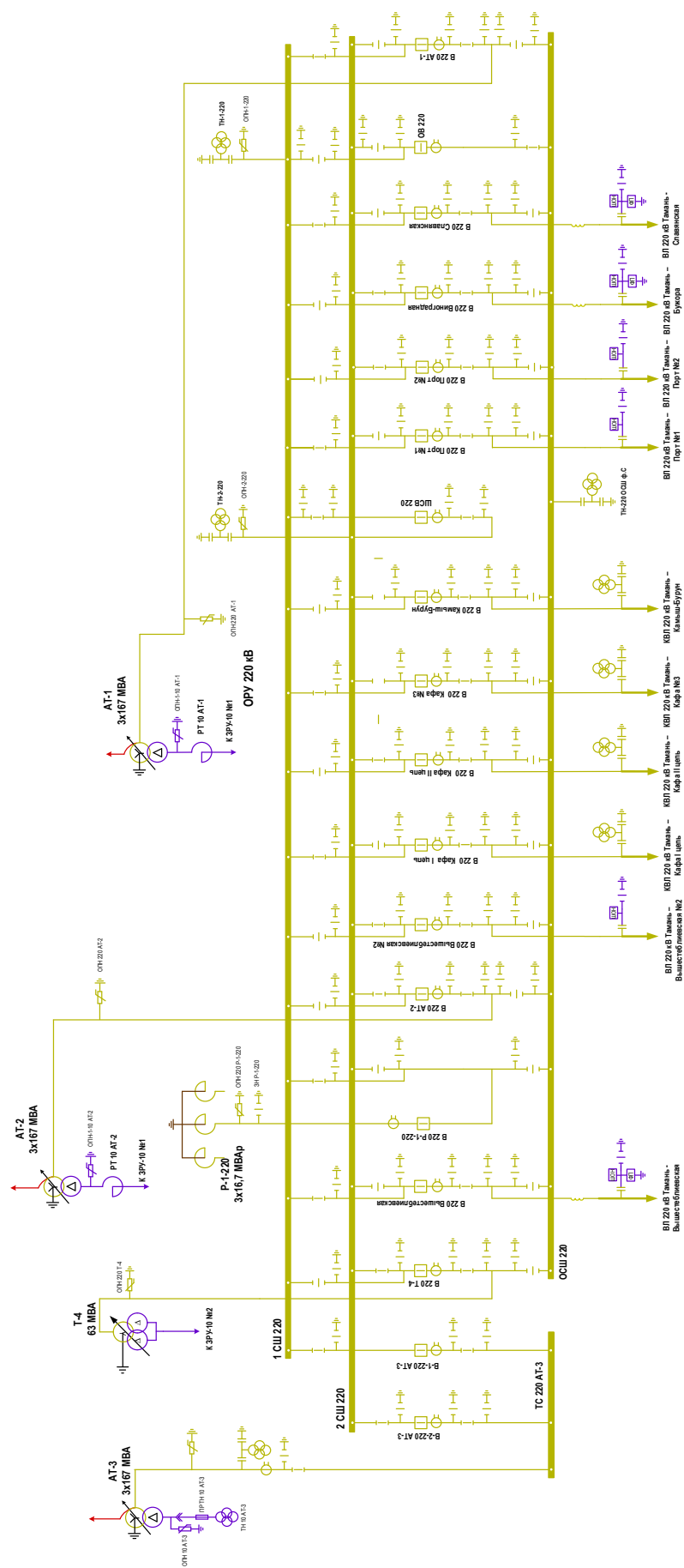


Рисунок – 2 ОРУ-220 кВ ПС 500 кВ Тамань

На 1 и 2 секциях шин установлены по одному трехфазному трансформатору напряжения. Вторичные цепи трансформаторов напряжения имеют возможность взаиморезервирования.

На обходной секции шин установлен однофазный трансформатор напряжения. Его вторичные цепи используются в автоматике обходного выключателя в логике синхронизма.

На отходящих ВЛ 220 кВ на линиях установлены ШОНЫ – шкаф отбора напряжения. Вторичные цепи ШОН заведены в шкафы АУВ (автоматика управления выключателем) и шкафа ОЗ (основная защита) и КСЗ (комплект ступенчатых защит). В шкафах АУВ напряжение ШОН используется в логике синхронизации включения выключателя. В шкафах защит напряжение от ШОН используется для реализации логик ускорения защит при включении выключателей отключенных линий.

На КВЛ 220 кВ в фазах «В» установлен однофазный трансформатор напряжения. Его вторичные цепи напряжения используются в автоматике выключателя и в схеме ПА линий. Шкафы ПА КВЛ 220 кВ включают в себя следующую логику:

- 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.

Схема Р-1-220 выполнена таким образом, что реактор возможно подключать не только 1СШ 220 и 2 СШ-220, но и через ОСШ-220 подключать непосредственно на отходящую кабельно-воздушную линию.

Трансформатор Т-4 является питающим трансформатором системы плавки гололеда. Низкая сторона Т-4 подключена к ЗРУ-10 кВ. От ЗС 10 кВ через выключатели 10 кВ запитаны система плавки гололеда и ТСН-3, являющийся источников резервного питания щита собственных нужд 0,4 кВ.

В нормальном режиме Т-4 отключен по стороне 220 кВ. Схема выключателя собрана. Т-4 находится в горячем резерве на случай запуска системы плавки гололеда и организации резервного питания для ЩСН- 0,4 кВ.

ОВ-220 кВ в нормальном режиме отключен. ШР-1-220 и ШР-2-220 отключены. Схема в сторону ОСШ-220 собрана.

Схема стороны 10 кВ ПС состоит из двух ЗРУ-10 кВ.

ЗРУ-10 №1 имеет две секции. Каждая секция запитана от низкой стороны АТ-1 и АТ-2 соответственно рис.3.

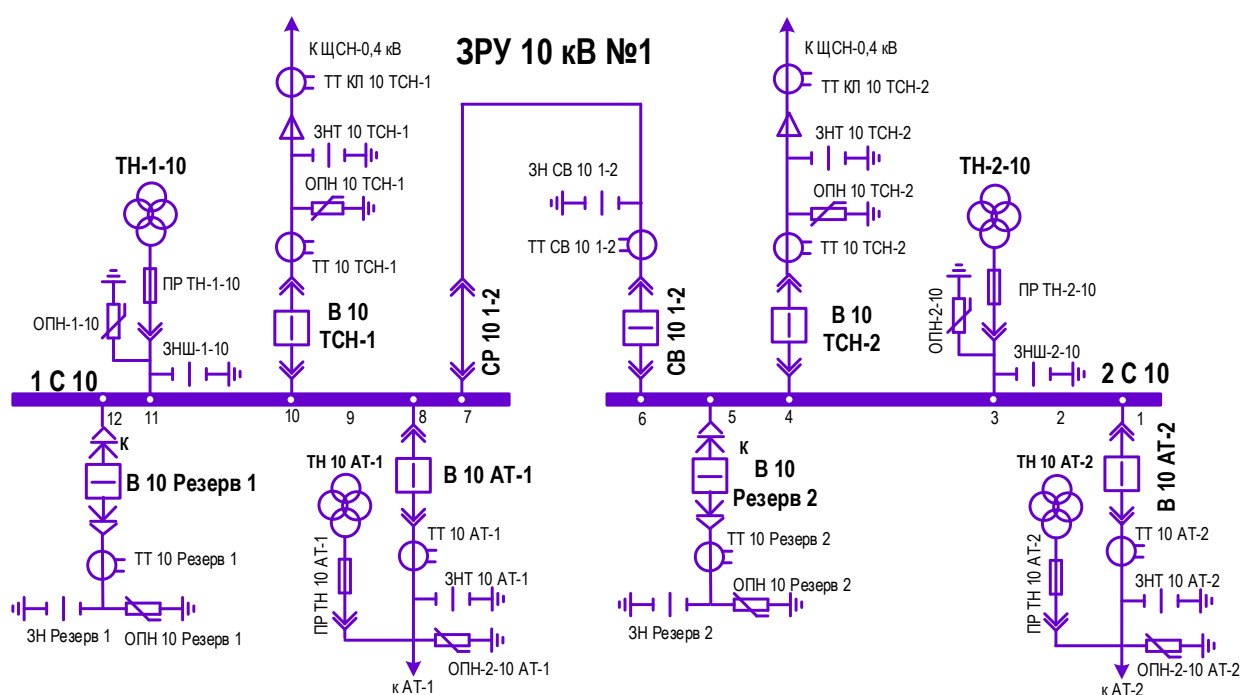


Рисунок 3 – Схема ЗРУ-10 №1

Секционирование секций производится с помощью секционного выключателя СВ 10 1-2 секционного разъединителя СР 10 1-2. На каждой секции установлено по одному трехфазному ТН. К вторичным цепям трансформаторов напряжения подключены приборы индикации напряжения, схема АВР-10 кВ. единственными потребителями, подключенными к ЗРУ-10 №1 являются ТСН-1 и ТСН-2.

ЗРУ-10 №2 имеет одну секцию рис.4. Запитано ЗРУ от низкой стороны Т-4 через выключатель В-10 Т-4. На секции установлено два ТН. Один трансформатор напряжения (ТН-3-10) используется в нормальном режиме. От его цепей запитаны приборы индикации и устройства РЗА Т-4. На время

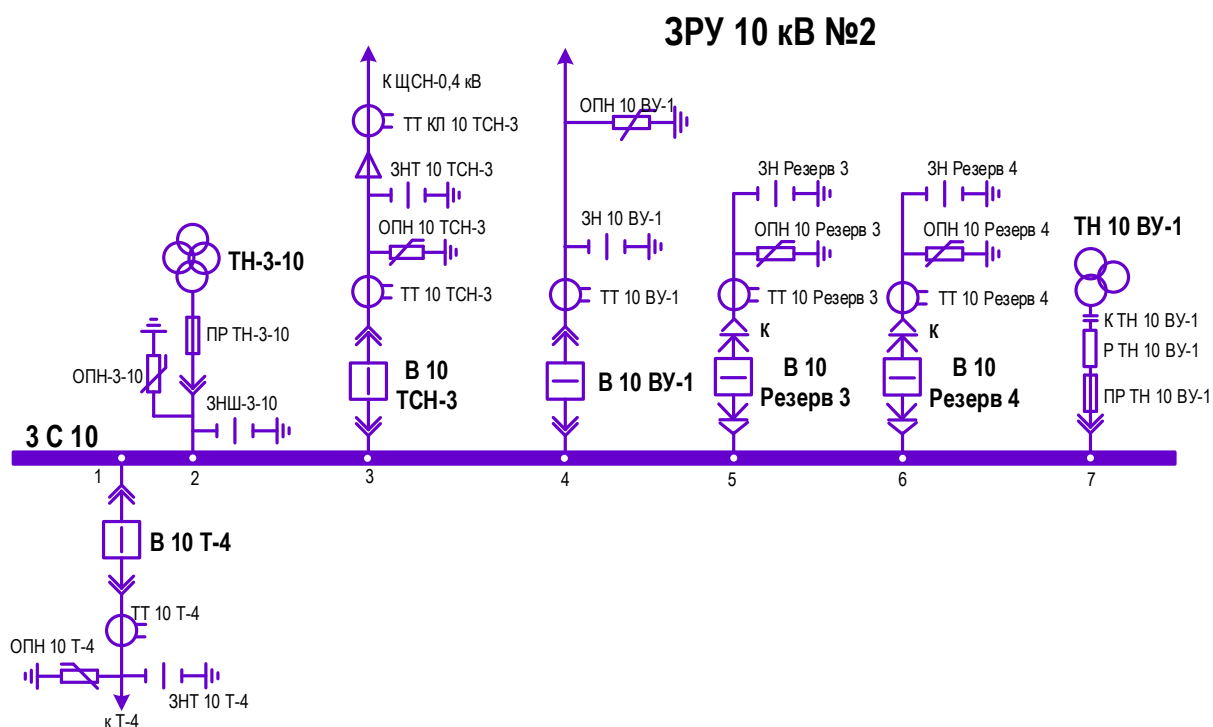


Рисунок 4 – Схема ЗРУ-10 №2

запуска системы плавки гололеда ТН-10 ВУ-1 водится в работу, а ТН-3-10 выводится. От вторичных цепей ТН-10 ВУ-1 запитаны устройства РЗА плавки гололеда.

От ЗРУ-10 №2 запитаны через выключатели 10 кВ контейнеры плавки гололеда и ТСН-3.

В нормальном режиме 3С 10 обесточена.

Питание собственных нужд ПС организовано от ЗРУ-10 №1. Резерв питания организован от ЗРУ-10 №2. Через два трансформатора ТСН-1 и ТСН-2 напряжение подается на ЩСН-0,4 кВ, к которому через автоматические выключатели подключены потребители ПС. Схема ЩСН-0,4 кВ состоит из трех секций. К 1С 0,4 и 2С 0,4 подключены ТСН-1 и ТСН-2 соответственно рис.5.

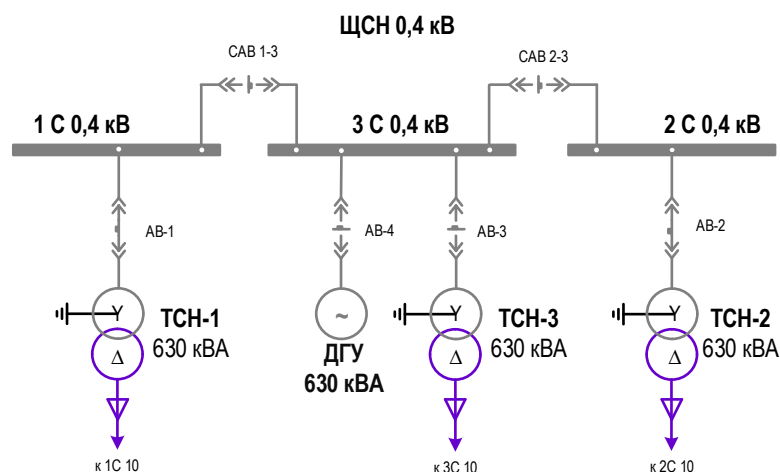


Рисунок 5 – Схема ЩСН-0,4 кВ

ЩСН имеет резервное питание от ТСН-3 и ДГУ (дизель-генераторная установка). ТСН-3 подключен к ЗРУ-10 №2, которое запитано от стороны низкого напряжения трансформатора плавки гололеда Т-4. ДГУ и ТСН-3 к секции 3С 0,4 кВ подключены через автоматические выключатели [25].

На ЩСН-0,4 вводные и секционные выключатели имеют схему дистанционного управления. Управление выключателями реализовано по месту установки ключами управления и дистанционно от АСУ ТП ПС. Защиты выключателей выполнены на микроэлектронной базе.

АВР (автоматический ввод резерва) и ВНР (восстановление нормального режима) выполнены на микроконтроллерах и работают согласно заложенной логике.

Потребителями ЩСН-0,4 кВ являются электродвигатели систем охлаждения маслonaполненного оборудования, двигатели приводов разъединителей, двигатели системы пожаротушения, система отопления производственных и бытовых помещений ПС, освещение, вентиляция, УЗП СОПТ, розеточная система помещений и система БАО (блок аварийного освещения).

Устройства РЗА, ПАА и АСУ ТП питаются по оперативным цепям от СОПТ (система оперативного постоянного тока) ПС [23]. СОПТ включает в себя батареи постоянного тока, работающие в режиме постоянного подзаряда рис.6. [23].

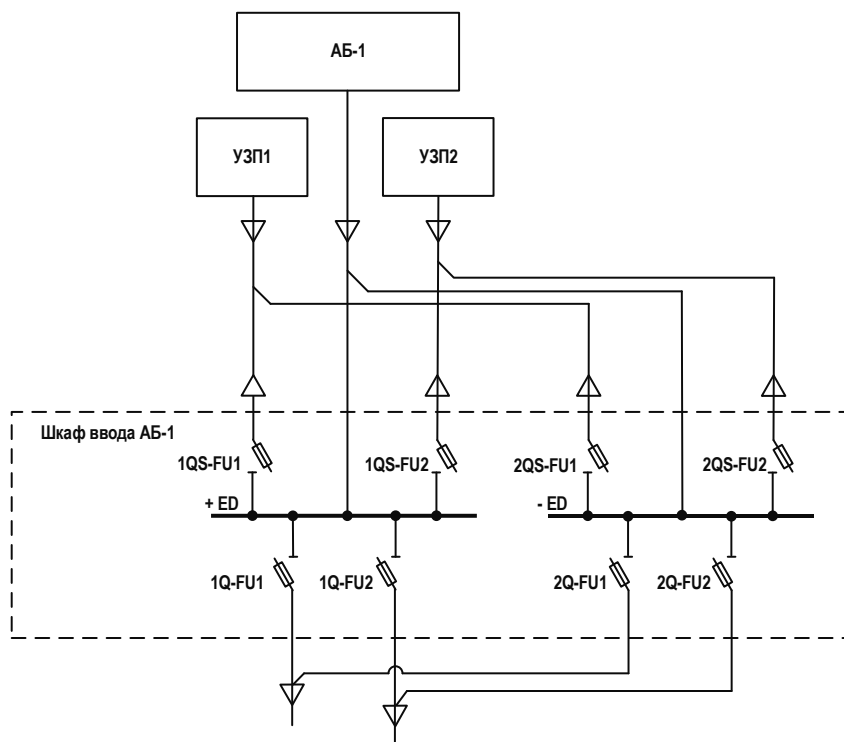


Рисунок 6 – Схема подключения АВ СОПТ

Через шкафы ввода АВ, в которых расположены секции постоянного напряжения, кабелями идет распределение постоянного напряжения по ШРО-Там (шкаф распределения оперативного тока). К ШРОТ через автоматические выключатели подключены потребители постоянного тока [23].

Система оперативного постоянного тока имеет устройства контроля и сигнализации текущего состояния. Данными устройствами контролируется симметрия постоянного напряжения, наличие пульсаций, снижение изоляции относительно «земли» ПС, уровни напряжений. В случае выхода контролируемых параметров за границы нормы, проходит сигнализация в систему АСУ ТП ПС а дальше на АРМ ОП (автоматизированное рабочее место оперативного персонала).

В связи с распределением вторичных устройств по классу напряжения первичного оборудования по двум ОПУ (ОПУ-500 кВ и ОПУ-220 кВ), на ПС оборудовано две системы постоянного тока. В ОПУ-500 расположен ЩПТ для устройств РЗА, ПА и АСУ ТП, расположенных в данном ОПУ. В ОПУ-220 расположен абсолютно идентичный ЩПТ для устройств данного ОПУ.

Устройства РЗА, ПА и АСУ ТП в основном представлены аппаратурой производства НПП «ЭКРА». На КВЛ 220 кВ вторые комплекты РЗА представлены шкафами производственного объединения ООО «Релематика».

Анализируя текущую схему ПС, можно выделить несколько моментов, которые оказывают влияние на надежность энергообъекта и снижения качества производства оперативных переключений. Рассмотрим некоторые из них.

Во-первых, следует обратить внимание на схему присоединения АТ-1 и АТ-2 к шинам 500 кВ. Данная схема подключения имеет свои особенности в эксплуатации объекта:

- при производстве оперативных переключений по выводу АТ из работы необходимо полностью отключать шину 500 кВ для производства операций с трансформаторным разъединителем стороны ВН. Для этого необходимо отключать два выключателя линий 500 кВ Ростовская-Тамань и Кубанская-Тамань, а также один из выключателей стороны 500 кВ АТ-3. В ситуациях неблагоприятных метеоусловий, режимов сети, состояние первичной схемы ПС системный оператор может отказать в производстве переключений и перенос их на другой срок, что в свою очередь влияет на график ремонтов;
- так же при возможных коротких замыканиях (к.з.) в схеме трансформатора происходит отключений трех выше указанных выключателей;
- в случае аварии на ошиновки 10 кВ АТ-1 или АТ-2, когда авария развивается и переходит на соседнее присоединение (например перекрытие в ячейке секционного выключателя СВ-10 1-2, или перекрытие между шинами в месте ввода ошиновки 10 кВ в ЗРУ-10 №1 по каким-либо причинам) действием ДЗО-10 происходит отключение АТ-1 и АТ-2, в следствии чего идет полное погашение ОРУ-500 и итог всего деление систем 500 и 220 кВ. В данном случае начнет работать локальная ПА, следствием работы которой будет сброс нагрузки, а именно отключение потребителей Крыма и промышленных предприятий Таманского полуострова.

Установка выключателя 500 кВ в схеме АТ позволит отключать оба трансформатора при оперативных переключениях или действие защиты без погашения шин 500 сохранения надежности схемы.

Рассмотрим отходящие КВЛ 220 кВ и ТН, установленные на этих линиях.

На каждой отходящей КВЛ ТН установлен только на фазе «В». Вторичные цепи данных ТН используются в схеме АУВ выключателей, комплектах релейных защит и в комплектах ПА. Если в схеме АУВ для синхронизации систем достаточно одной фазы, то для комплектов ПА этого недостаточно. Учитывая тот факт, что на кабельных линиях выполнено по- фазное отключение, при отключении фаз «А» или «С» контроль напряжения на данных фазах не производится. На данных фазах возможно повышение напряжение выше допустимых параметров, которое может привести к повреждению оборудования.

Для исключения подобного необходимо на фазах «А» и «С» дополнительно установить однофазные трансформаторы, подобные установленным на фазах «В».

На стороне 220 кВ следует обратить внимание на ДЗШ-220 кВ. Схема ПС ОРУ-220 имеет четыре резервные ячейки. Но схема ДЗШ на данный момент не имеет возможности подключить новые присоединения. Так же основным недостатком данного комплекта ДЗШ имеется в том, что при переводе присоединений по первичной цепи с одной секции на другую, перефиксацию данного присоединения в схеме логики ДЗШ способен сделать только персонал РЗА. Так на данной версии терминала ДЗШ перефиксация присоединений производится программно персоналом СРЗА путем изменения уставок. Данный недостаток отражается в необходимости привлекать дополнительно к оперативным переключениям персонал СРЗА, что влечет увеличение времени производства переключений. Для исключения данного недостатка необходимо произвести замену терминалов ДЗШ на терминалы с расширенным

количеством входов по цепям постоянного и переменного тока и возможностью оперативного изменения фиксации присоединений за секцией шин.

При анализе схемы собственных нужд ПС выявлено, что логика работы схем АВР разрабатывалась под схему, в которой ЗРУ-10 №2 нормально находится под напряжением. Системный оператор, в ведении которого находится ОРУ-220 кВ, изменил текущее нормально состояние для выключателя В-220 Т-4 на «отключен». Поэтому ЗРУ-10 №2 нормально находится без напряжения. Поэтому необходимо пересмотреть логику работы АВР на возможность резервирования от оставшейся в работе секции 0,4 кВ.

Выводы по разделу 1:

Для оптимизации переключений по первичной цепи и повышения надежности необходимо рассмотреть возможность установки в схему АТ-1 и АТ-2 со стороны высокого напряжения высоковольтные выключатели 500 кВ и, соответственно, изменить схему подключения токовых цепей АТ-1 и АТ-2 для схемы ДЗО-500 и собственных дифференциальных защит трансформатора.

Для повышения эффективности оперативных переключений по изменению схемы присоединений по стороне 220 кВ произвести реконструкцию обоих комплектов ДЗШ 220 кВ.

Для реализации полного контроля за состоянием напряжения на кабельных линиях 220 кВ установить на фазах «А» и «С» трансформаторы напряжения, идентичные установленным на фазах «В».

Для повышения надежности собственных нужд ПС пересмотреть логику АВР -0,4 кВ.

2 Расчет мощности и выбор силовых трансформаторов

Нагрузка на АТ ПС зависит от режима работы и состояния схемы сети. Выбор АТ для узловых ПС производится в специальной программе, в которой просчитываются возможные режимы работы данного узла с учетом динамической устойчивости энергосистемы.

Согласно данным расчетам с учетом развития данного участка сети до 2023 года на этапе проектирования было принято решения об установке автотрансформаторов типа АОДЦТН 167/500/220 - У1 с номинальной мощностью обмоток высокого и среднего напряжения 167000 кВА [8].

На ПС 500 кВ Тамань установлено 3 автотрансформаторные группы.

Суммарная мощность на одни АТ составляет:

$$S_{\text{АТ}} = 167000 \text{ кВА} \cdot 3 = 501\,000 \text{ кВА}.$$

Общая мощность всех АТ на ПС составляет:

$$S_{\text{СУМ.АТ}} = 501000 \text{ кВА} \cdot 3 = 1503\,000 \text{ кВА} = 1503 \text{ МВА}.$$

Для определения возможностей работы выбранных АТ, произведем расчет максимальной мощности, выдаваемой через шины 220 кВ подстанции.

Рассмотрим наиболее нагруженный режим, когда ВЛ 220 кВ Тамань – Славянская является потребителем нагрузки и переток в сторону потребителя максимально возможный.

Переток мощности от шин 500 кВ к шинам 220 кВ обусловлен ограничениями передачи нагрузки по присоединениям, в зависимости от характеристик ВЛ 220 кВ. Ограничения определены уставками наиболее длительной второй ступени АОПО (автоматика ограничения перегрузки оборудования) противоаварийной автоматики, установленной по присоединениям.

В таблице 1 приведены присоединения и параметры срабатывания АОПО.

Таблица 1 – Параметры АОПО

Присоединений	Параметр уставки	Время сраба- тывания	Полная мощ- ность, кВА
			$S = 3 \cdot U_{\phi} \cdot I_{\phi}$
ВЛ 220 кВ Тамань - Славянская	960 А	20 мин.	365760
ВЛ 220 кВ Тамань – Виноградная	1214 А.	20 мин.	462534
КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа 1ц.	825 А.	20 мин.	314325
КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа 2ц.	825 А.	20 мин.	314325
КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа №3	825 А.	20 мин.	314325
КВЛ 220 кВ Тамань – Камыш-Бурун	825 А	20 мин.	314325
Итого:			2085594 кВА

Уровень нагрузки по линиям ВЛ 220 кВ Тамань – Вышестеблиевская и Тамань – Вышестеблиевская №2 определены уставками АОПО АТ-1, АТ-2, АТ-3 на ПС 220 кВ Вышестеблиевская.

В таблице 2 приведены присоединения ПС 220 кВ Вышестеблиевская и параметры срабатывания АОПО.

Таблица 2 – Параметры АОПО ПС 220 кВ Вышестеблиевская

Присоединений	Параметр уставки	Время сра- батывания	Полная мощ- ность, кВА
			$S = 3 \cdot U_{\phi} \cdot I_{\phi}$
АТ-1	339 А	20 мин.	129159
АТ-2	339 А	20 мин.	129159
АТ-3	339 А	20 мин.	129159
Итого:			387477

Максимальная нагрузка по линиям 220 кВ Тамань – Порт №1 и Тамань – Порт №2 ограничена параметрами силовых трансформаторов на ПС 220 кВ Порт. Заводская мощность каждого АТ на ПС 220 кВ Порт составляет 200 МВА. Итоговая максимальная мощность по этим линиям составляет 400 МВА.

В итоге максимальная мощность потребления энергии с шин 220 кВ потребителями от ПС 500 кВ Тамань будет составлять:

$$S_{max.ПОТР.} = 2085594 + 387477 + 400000$$

$$S_{max.ПОТР.} = 2873071 \text{ кВА} = 2873 \text{ МВА.}$$

Данная величина на много превышает установленную трансформаторную мощность ПС 500 кВ Тамань.

Поэтому для исключения повреждения оборудования при перегрузе на АТ установлено ограничение перетока с шин 500 кВ на шины 220 кВ. Данное ограничение выполнено с помощью функции АОПО в составе шкафов ПА АТ. Максимальная величина тока ограничена значением 723 А на фазу.

В нормальном режиме ПС согласно суточного графика в период наблюдений март-апрель 2022 максимальная нагрузка на один АТ составляла $I_{АТ} = 220$ А при напряжении на шинах 500 кВ равном $U_{ШИН500} = 510$ кВ.

При данном режиме работы мощность на одном АТ равна:

$$S_{АТ} = 3 \cdot I_{АТ} \cdot U_{ШИН500}$$

$$S_{АТ} = 3 \cdot 220 \cdot 510 = 336600 \text{ кВА.}$$

По данному расчету видно, что при максимальной нагрузке в нормальном режиме ПС 500 кВ Тамань АТ будет загружен на 50 %.

Выводы по разделу 2:

По проведенным расчетам можно сделать вывод, что параметры автотрансформаторов, установленных на подстанции, удовлетворяют надежной работе энергообъекта при текущем режиме работы.

В случае изменения режима работы энергоузла при повышении тока на отходящих линиях от шин 220 кВ, перегруз автотрансформаторов по току будет исключен применением устройств противоаварийной автоматики с функциями АОПО.

3 Обоснование и выбор схем распределительных устройств

3.1 ОРУ-500

ОРУ-500 кВ выполнено по схеме четырехугольника. Данные схемы рекомендованы к применению для ПС 110...750 кВ, к которым подводят две воздушные линии, а на ПС установлены два и более силовых трансформаторов (автотрансформаторов). В данной схеме подходящие линии подключаются к секциям шин через два выключателя каждая, а трансформаторы (автотрансформаторы) подключается каждый к своей секции шин. Данные схемы подключения считаются экономичными [3].

Типовая схема ОРУ-500 представлена в приложении А.

Преимущества схемы четырехугольника позволяют производить поочередный ремонт коммутационного оборудования без погашения питающих ВЛ и отключения силовых трансформаторов или автотрансформаторов [3].

3.2 ОРУ-220

На стороне 220 кВ применена типовая схема №220-13Н.

Вид типовой схемы представлен в приложении Б.

Применение данной схемы ОРУ обоснованно тем, что на момент постройки ПС являлась единственным источником питания для р.Крым, а поэтому длительное отключение питающих КВЛ не допускалось.

Даная схема соответствует требованиям стандарта ФСК ЕЭС [27]:

- схема с двумя системами шин и одним выключателем на присоединение (13, 13Н, 14) применяются в РУ 110-220 в случаях, когда имеются присоединения, длительное отключение которых (на все время вывода из работы сборных шин) недопустимо [3], [27].

При этом:

- при повреждениях в зоне сборных шин допускается кратковременное отключение этих присоединений на время оперативных переключений, связанных с переводом присоединений на другую (неповрежденную) систему шин [27];
- подключение этих присоединений через два выключателя экономически нецелесообразно или технически невозможно (например, из-за ограниченности площадки, отведенной под РУ) [27].

Схема ОРУ-220 ПС 500 кВ Тамань имеет одну обходную секцию шин. Данная необходимость обоснована следующим [3]:

- когда в РУ имеются присоединения, отключения которых при выводе выключателя из работы (отключении его оперативным персоналом) недопустимо даже кратковременно, а подключение этих присоединений через два выключателя экономически нецелесообразно или технически невозможно [27];
- когда обходная система шин необходима для организации схемы устройства плавки гололеда [27];

Согласно рекомендациям, схема с двумя рабочими и обходной системами шин сборных шин применяется на напряжение 110...220 кВ при числе присоединений от 5 до 15 при повышенных требованиях к надежности питания каждой ВЛ и при отсутствии возможности отключения всех присоединений секции (системы шин) на время ревизии и ремонта этой сборной секции шин [27].

Строительство ПС 500 кВ Тамань было выполнено в несколько этапов.

Первым этапом было воздвижение ОРУ-220 и подключение 4 линии 220 кВ. Две линии были организованы путем врезки ПС в линию 220 кВ Славянская – Вышестеблиевская. Еще две линии – это вновь сооруженные кабельные линии в сторону г.Крым.

Изначально на линии 220 кВ Славянская – Вышестеблиевская по местным климатическим условиям имеется устройство плавки гололеда. Трансформатор плавки расположен на ПС 220 кВ Вышестеблиевская. После

разрезания ВЛ 220 кВ Славянская – Вышестеблиевская, плавка гололеда на участках вновь образованных ВЛ 220 кВ Тамань – Славянская и ВЛ 220 кВ Тамань – Вышестеблиевская производится при объединении этих участков через ОСШ (обходная секция шин) 220 кВ на ПС 500 кВ Тамань.

Следующие присоединения 220 кВ, которые были подключены к шинам ПС на следующих этапах строительства и реконструкции ПС, для однотипности были подключены по той же схеме.

3.3 ЗРУ-10

Типовая схема ЗРУ-10 №1 представлена в приложении В.

Схема ОРУ-500 кВ ПС включает в себя 2 автотрансформатора (АТ-1 и АТ-2), от стороны 10 кВ которых организовано питание ЗРУ-10 №1.

Данное ЗРУ используется для питания ТСН ПС. Согласно стандарту ФСК ЕЭС:

- схема 10 (6)-1 – одна секционированная выключателем (или двумя выключателями) система шин применяется при двух трансформаторах, каждый из которых присоединен к одной секции (возможно к обоим секциям) [27].

Нормальный режим работы ЗРУ-10 №1 с отключенным секционным выключателем СВ-10 1-2. На каждой секции установлены отдельные секционные ТН. Данное решение удовлетворяет требованию стандарта ФСК ЕЭС [27]:

- при раздельной работе секций сборных шин допускается установка вторых (резервных) трансформаторов напряжения [27];

На ПС 500 кВ Тамань присоединение ТСН к секциям 10 кВ выполнено через вакуумные выключатели. Согласно требованиям все того же стандарта, на ПС с постоянным оперативным током трансформаторы СН присоединяются к шинам 10 (6) кВ через предохранители или выключатели [27].

ЗРУ-10 №2 подключено к трансформатору плавки гололеда Т-4. Так как по проекту расщепленная обмотка стороны 10 кВ объединена, то в ЗРУ выполнена только одна секция шин 10 кВ с оперативным обозначением ЗС 10 кВ. К

секции подключено два ТН. Один ТН используется в нормальном режиме, когда от ЗС 10 через ТСН-3 организована резервное питание ЩСН-0,4 кВ, другой – при плавке гололеда.

ТСН-3, так же, как и ТСН-1 и ТСН-2 в ЗРУ-10 №1, подключен к секции через вакуумный выключатель 10 кВ.

3.4 ЩСН-0,4 кВ

Выполнение схем класса напряжения 0,4 кВ не регламентировано стандартом ФСК ЕЭС «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения».

В большинстве случаев вид схемы определяется типовыми решениями завода изготовителя, если нет отдельных указаний от заказчика проекта.

В последнее время на объектах ФСК ЕЭС для ПС 330 кВ и выше наибольшее предпочтение получила схема с тремя секциями шин, где секции №1 и №2 являются основными и подключены соответственно к ТСН-1 и ТСН-2. Секция №3 является резервным источником питания, к которой подключен ТСН-3 и в ряде случаев ДГУ (дизель генераторная установка).

Шкафы ЩСН выполняют закрытого типа, двухстороннего обслуживания. На лицевой двери шкафа устанавливаются приборы индикации напряжения и тока.

Шинки напряжения жесткого исполнения, каждая имеет свою цветовую фазную разметку, выполненную из изолирующего материала. Подключение к автоматическим выключателям производится с помощью либо болтового соединения, либо через специальный самозажимной разъем, обеспечивающий простату замену коммутационного аппарата.

От автоматов отходят шинки на специальный силовой клеммник, расположенный на задней стороне шкафа. К данному клеммнику производится подключение потребителей электроэнергии собственных нужд ПС.

В каждом шкафу установлены БКД (блок контактов дискретных). К этим блокам подключаются блок-контакты силовых выключателей шкафа. Данные блоки предназначены для сбора сигнализации положения силовых автоматических выключателей и передачи ее в цифровом виде в АСУ ТП ПС.

Выводы по разделу 3:

Примененные схемы распределительных устройств соответствуют рекомендации стандартом ФСК ЕЭС «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения».

Примененная схема ОРУ-500 позволяет производить реконструкцию ОРУ как с увеличением присоединений ВЛ 500 кВ, так и с модернизацией выполненной схемы. В данном случае установкой выключателей 500 кВ в схеме АТ-1 и АТ-2.

Выполненная схема ОРУ-220 содержит необходимый минимум коммутационных аппаратов, что не приводит к громоздкости оборудования на ОРУ и упрощает оперативное и техническое обслуживание. Схема присоединения ВЛ и КВЛ в купе с АСУ ТП ПС обеспечивает оперативное переключение присоединений между системами шин, а также вывод неисправной системы в случае не устранившейся аварии.

ЗРУ-10 №1 и ЗРУ-10 №2 выполнены по типовой схеме. При проектировании на каждой секции заложены по две резервные ячейки. Оборудование ячеек 10 кВ однотипное и взаимозаменяемое. При необходимости ремонт и восстановление возможно произвести в кратчайшие сроки, используя оборудование резервных ячеек.

Распределение оборудования на панелях ЩСН-0,4 кВ выполнено в виде модульного распределения внутри шкафа. Данная конструкция позволяет легко менять коммутационные аппараты в случае неисправности или изменения подключенной нагрузки.

4 Расчет токов короткого замыкания и выбор электрооборудования

4.1 Преобразование схемы сети 500 кВ

Для расчета токов короткого замыкания необходимо составить схему сети. На рис.10 представленная упрощенная схема сети 500 кВ входящая в зону ответственности МЭС Юга и в операционную зону ОДУ Юга.

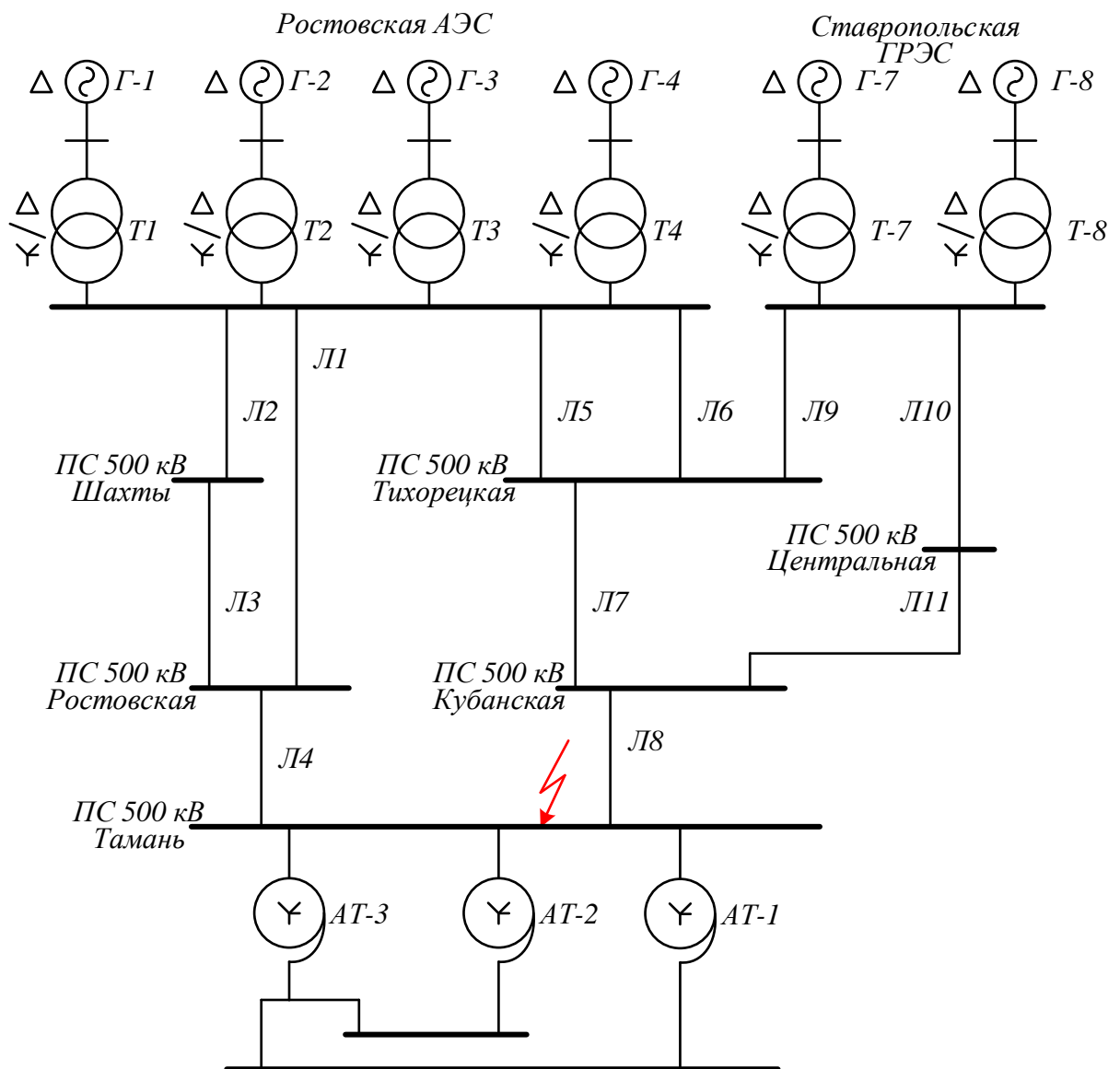


Рисунок 10 – Упрощенная схема сети 500 кВ

По этой схеме составим эквивалентную схему замещения [5]. Параметры для схемы замещения рассчитаем по ниже приведенным типовым формулам [4].

Характеристики элементов сети для расчеты были взяты в СРЗА МЭС Юга, СРЗА Кубанского ПМЭС и в службе расчета режимов МЭС Юга.

Параметры элементов сети представлены в таблице №А-1 и №А-2 в приложении А.

Расчет будет производиться в относительных единицах [4, 5]. Для этого расчета примем S_B равным 1000 МВА. Расчет будет производиться для стороны напряжением 500 кВ, поэтому среднее номинальное напряжение принимаем равным $U_{cp} = 515$ кВ.

Так же для проведения расчета примем $E''_{qРАЭС} = 1$, $E''_{qСТГРЭС} = 1$.

Для генератора определение параметров для схемы замещения производится по формуле (1) [12]:

$$X_G = \frac{X_d'' \cdot S_B}{S_{НОМ}}, \quad (1)$$
$$X_{Г1} = \frac{0,318 \cdot 1000}{1111} = 0,286$$
$$X_{Г2} = \frac{0,318 \cdot 1000}{1111} = 0,286$$
$$X_{Г3} = \frac{0,35 \cdot 1000}{1111} = 0,315$$
$$X_{Г4} = \frac{0,35 \cdot 1000}{1111} = 0,315$$
$$X_{Г7} = \frac{0,195 \cdot 1000}{358,8} = 0,543$$
$$X_{Г8} = \frac{0,195 \cdot 1000}{358,8} = 0,543$$

Характеристики элемента замещения линии определяются по формуле (2) [12]:

$$X_{Л} = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{б}}{U_{ср}^2}, \quad (2)$$

$$X_{Л1} = 0,88 \cdot 285,82 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,948$$

$$X_{Л2} = 0,6312 \cdot 211,4 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,503$$

$$X_{Л3} = 0,272 \cdot 86,1 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,088$$

$$X_{Л4} = 0,3 \cdot 504,8 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,571$$

$$X_{Л5} = 0,3035 \cdot 336,51 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,385$$

$$X_{Л6} = 0,3035 \cdot 336,51 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,385$$

$$X_{Л7} = 0,303 \cdot 285,6 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,326$$

$$X_{Л8} = 0,3 \cdot 125,8 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,142$$

$$X_{Л9} = 0,503 \cdot 169,8 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,322$$

$$X_{Л10} = 0,5926 \cdot 196,6 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,439$$

$$X_{Л11} = 0,31 \cdot 147,7 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,173$$

Для трансформатора по формуле (3) [12]:

$$X_{Т} = \frac{U_{К\%} \cdot S_{б}}{100 \cdot S_{НТ}}, \quad (3)$$

На Ростовской АЭС на каждом генераторе установлено по два повышающих трансформатора, работающих параллельно. Поэтому для начала будет определено значение сопротивления для каждого, а потом произведен перерасчет для параллельно работающих элементов сети.

$$X_{T1-1} = \frac{14,2 \cdot 1000}{100 \cdot 630} = 0,225$$

$$X_{T1-2} = \frac{14,2 \cdot 1000}{100 \cdot 630} = 0,225$$

$$X_{T1} = \frac{X_{T1-1} \cdot X_{T1-2}}{X_{T1-1} + X_{T1-2}}$$

$$X_{T1} = \frac{0,225 \cdot 0,225}{0,225 + 0,225} = \frac{0,05}{0,45} = 0,113$$

$$X_{T2-1} = \frac{14,5 \cdot 1000}{100 \cdot 630} = 0,23$$

$$X_{T2-2} = \frac{14,4 \cdot 1000}{100 \cdot 630} = 0,229$$

$$X_{T2} = \frac{0,23 \cdot 0,229}{0,23 + 0,229} = \frac{0,053}{0,459} = 0,115$$

$$X_{T3-1} = \frac{14,81 \cdot 1000}{100 \cdot 630} = 0,24$$

$$X_{T3-2} = \frac{14,73 \cdot 1000}{100 \cdot 630} = 0,23$$

$$X_{T3} = \frac{0,24 \cdot 0,23}{0,24 + 0,23} = \frac{0,055}{0,47} = 0,117$$

$$X_{T4-1} = \frac{14,19 \cdot 1000}{100 \cdot 630} = 0,24$$

$$X_{T4-2} = \frac{14,09 \cdot 1000}{100 \cdot 630} = 0,22$$

$$X_{T4} = \frac{0,24 \cdot 0,22}{0,24 + 0,22} = \frac{0,055}{0,46} = 0,115$$

$$X_{T7} = \frac{12,9 \cdot 1000}{100 \cdot 400} = 0,323$$

$$X_{T8} = \frac{12,8 \cdot 1000}{100 \cdot 400} = 0,32$$

Схема замещения сети 500 кВ представлена на рисунке Д.1.

Для расчетов токов к.з. необходимо произвести преобразования и упростить схему.

Эквивалентное сопротивление для генераторов Ростовской АЭС будет рассчитано по формуле (4):

$$\frac{1}{X_{ЭГ1}} = \frac{1}{X_{Г1}} + \frac{1}{X_{Г2}} + \frac{1}{X_{Г3}} + \frac{1}{X_{Г4}} \quad (4)$$

Откуда:

$$X_{ЭГ1} = \frac{X_{Г1} \cdot X_{Г2} \cdot X_{Г3} \cdot X_{Г4}}{4}$$
$$X_{ЭГ1} = \frac{0,286 \cdot 0,286 \cdot 0,315 \cdot 0,315}{4} = 0,002$$

Эквивалентное сопротивление для повышающих трансформаторов Ростовской АЭС будет рассчитано по формуле (5):

$$\frac{1}{X_{ЭТ1}} = \frac{1}{X_{Т1}} + \frac{1}{X_{Т2}} + \frac{1}{X_{Т3}} + \frac{1}{X_{Т4}} \quad (5)$$

Откуда:

$$X_{ЭТ1} = \frac{X_{Т1} \cdot X_{Т2} \cdot X_{Т3} \cdot X_{Т4}}{4}$$
$$X_{ЭТ1} = \frac{0,113 \cdot 0,115 \cdot 0,117 \cdot 0,115}{4} = 0,00004$$

Для СтГРЭС расчет будет следующим. Поскольку там два генератора, то расчет произведем по формуле (6):

$$X_{ЭГ2} = \frac{X_{Г7} \cdot X_{Г8}}{X_{Г7} + X_{Г8}} \quad (6)$$

$$X_{ЭГ2} = \frac{0,543 \cdot 0,543}{0,543 + 0,543} = \frac{0,295}{1,086} = 0,272$$

Для повышающих трансформаторов СтГРЭС расчет эквивалентного сопротивления будет производиться по формуле (7):

$$X_{ЭТ2} = \frac{X_{Т7} \cdot X_{Т8}}{X_{Т7} + X_{Т8}} \quad (7)$$

$$X_{ЭТ2} = \frac{0,323 \cdot 0,32}{0,323 + 0,32} = \frac{0,103}{0,643} = 0,161$$

Так же проведем преобразования на участках линий передачи напряжения:

$$X_1 = X_{Л3} + X_{Л2} = 0,088 + 0,503 = 0,591$$

$$X_2 = \frac{X_{Л5} \cdot X_{Л6}}{X_{Л5} + X_{Л6}} = \frac{0,385 \cdot 0,385}{0,385 + 0,385} = \frac{0,148}{0,77} = 0,192$$

$$X_3 = X_{Л10} + X_{Л11} = 0,439 + 0,173 = 0,612$$

После проведенных преобразований эквивалентная схема замещения примет вид, представленный на рисунке Д.2.а.

Произведем преобразование участков из элементов X_1 и $X_{Л1}$, $X_{ЭГ1}$ и $X_{ЭТ1}$, $X_{ЭГ2}$ и $X_{ЭТ2}$:

$$X_4 = \frac{X_1 \cdot X_{Л1}}{X_1 + X_{Л1}} = \frac{0,591 \cdot 0,79}{0,591 + 0,79} = \frac{0,467}{1,381} = 0,338$$

$$X_5 = X_{ЭГ1} + X_{ЭТ1} = 0,002 + 0,00004 = 0,002$$

$$X_6 = X_{ЭГ2} + X_{ЭТ2} = 0,272 + 0,161 = 0,433$$

А также после получения X_4 сложим X_4 и $X_{XЛ4}$ и получим:

$$X_7 = X_4 + X_{Л4} = 0,338 + 1,19 = 1,528$$

В итоге получаем схему, представленную на рисунке Д.2.б.

Далее преобразуем полученный треугольник $X_{Л9}$, $X_{Л7}$, X_3 в звезду:

$$X_8 = \frac{X_{Л9} \cdot X_{Л7}}{X_{Л9} + X_{Л7} + X_3} = \frac{0,322 \cdot 0,326}{0,322 + 0,326 + 0,612} = \frac{0,105}{1,26} = 0,083$$

$$X_9 = \frac{X_{Л9} \cdot X_3}{X_{Л9} + X_{Л7} + X_3} = \frac{0,322 \cdot 0,612}{0,322 + 0,326 + 0,612} = \frac{0,197}{1,26} = 0,156$$

$$X_{10} = \frac{X_3 \cdot X_{Л7}}{X_{Л9} + X_{Л7} + X_3} = \frac{0,612 \cdot 0,326}{0,322 + 0,326 + 0,612} = \frac{0,2}{1,26} = 0,159$$

Полученная в итоге схема замещения представлена на рисунке Д.3.

Далее сложим элементы X_2 и X_8 , X_{10} и $X_{Л8}$, X_6 и X_9 :

$$X_{11} = X_2 + X_8 = 0,192 + 0,083 = 0,275$$

$$X_{12} = X_{10} + X_{Л8} = 0,159 + 0,142 = 0,301$$

$$X_{13} = X_9 + X_6 = 0,156 + 0,433 = 0,589$$

Получившееся схема замещения представлена на рисунке Д.4.

Далее преобразуем полученный треугольник $X_{Л7}$, $X_{Л11}$, X_{12} в звезду:

$$X_{14} = \frac{X_7 \cdot X_{12}}{X_7 + X_{12} + X_{11}} = \frac{1,528 \cdot 0,301}{1,528 + 0,301 + 0,275} = \frac{0,46}{2,104} = 0,219$$

$$X_{15} = \frac{X_7 \cdot X_{11}}{X_7 + X_{12} + X_{11}} = \frac{1,528 \cdot 0,275}{1,528 + 0,301 + 0,275} = \frac{0,42}{2,104} = 0,2$$

$$X_{16} = \frac{X_{11} \cdot X_{12}}{X_7 + X_{12} + X_{11}} = \frac{0,275 \cdot 0,301}{1,528 + 0,301 + 0,275} = \frac{0,083}{2,104} = 0,039$$

Полученная в итоге схема замещения представлена на рисунке Д.5.

Произведем сложение элементов X_5 и X_{15} , X_{16} и X_{13} .

$$X_{17} = X_5 + X_{15} = 0,002 + 0,2 = 0,202$$

$$X_{18} = X_{16} + X_{13} = 0,039 + 0,589 = 0,628$$

Результат преобразования приведен на рисунке Д.6.

Далее преобразуем пассивную «звезду» X_{17} , X_{18} , X_{14} в «треугольник»:

$$X_{19} = X_{17} + X_{14} + \frac{X_{17} \cdot X_{14}}{X_{18}} = 0,202 + 0,219 + \frac{0,202 \cdot 0,219}{0,628} = 0,491$$

$$X_{20} = X_{18} + X_{14} + \frac{X_{18} \cdot X_{14}}{X_{17}} = 0,628 + 0,219 + \frac{0,628 \cdot 0,219}{0,202} = 1,528$$

Результат преобразования приведен на рисунке Д.7.

4.2 Расчет тока короткого замыкания на секции 500 кВ

Так как новое оборудование устанавливается на стороне 500 кВ, расчет тока короткого замыкания будет проводить только для этой стороны.

Полный ток короткого замыкания в относительных единицах в указанной точке будет равен [4], [5]:

$$I_{к.з.}'' = I_{РАЭС}'' + I_{СтГРЭС}'' ,$$

$$I_{РАЭС}'' = \frac{E_{qРАЭС}''}{X_{19}} = \frac{1}{0,491} = 2,037 ,$$

$$I_{СтГРЭС}'' = \frac{E_{qСтГРЭС}''}{X_{20}} = \frac{1}{1,528} = 0,654 .$$

Получаем

$$I''_{к.з.} = I''_{РАЭС} + I''_{СТГРЭС} = 2,037 + 0,654 = 2,691$$

Расчет базисного тока в точке короткого замыкания произведем по формуле (8):

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}}, \quad (8)$$

где S_B – принятая базисная мощность, 1000 МВА;

$U_{ср}$ – среднее номинальное напряжение, $U_{ср} = 515$ кВ.

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1,122 \text{ кА}$$

Откуда получаем ток короткого замыкания по формуле (9):

$$I_{к.з.500} = I''_{к.з.} \cdot I_B, \quad (9)$$
$$I_{к.з.500} = 2,691 \cdot 1,122 = 3,019 \text{ кА.}$$

Для расчета ударного тока в точке короткого замыкания воспользуемся формулой (10):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{к.з.500} \cdot k_{уд}, \quad (10)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент.

В учебном проектировании допускается использование средних значений T_a и $k_{уд}$. Согласно приведенной таблице 4 определим параметры коэффициента [5], [16].

Таблица 4 – 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	1,608
	110–150	1,608–1,717
	220–330	1,717–1,78
	500–750	1,85–1,895
Система, связанная со сборными шинами 6–10 кВ, где рассматривается короткое замыкание, через трансформаторы мощностью, МВА:	80 и выше	1,85–1,935
	32–80	1,82–1,904
	5,6–32	1,6–1,82

Так как производим расчет тока к.з. на шинах 500 кВ, то примем $k_{уд} = 1,85$. Получаем:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,019 \cdot 1,85 = 7,899 \text{ кА.}$$

Для дальнейших расчетов для определения правильности выбора первичного оборудования примем $T_a = 0,06$ с.

Полученные результаты расчетов сведем в таблицу 5.

Таблица 5 – Результаты расчета токов к.з.

Рассчитанный ток	Результат
$I_{к.з.500}$	3,019 кА
$i_{уд}$	7,899 кА

4.3 Проверка выбранного выключателя 500 кВ

В схеме АТ-1 и АТ-2 со стороны 500 кВ будут устанавливаться элегазовые выключатели типа GL317 с пружинным приводом FK3-4 производства концерна ALSTOM [14].

Параметры выключателя взяты из паспорта выключателя подобного типа, установленного на ПС 500 кВ Тамань [14].

- номинальное напряжение ; $U_{\text{НОМ}} = 550$ кВ
- номинальный ток $I_{\text{НОМ}} = 3150$ А;
- наибольший пик (ток электродинамической стойкости) предельного сквозного тока короткого замыкания (амплитудное значение) $i_{\text{пр.с}} = 50$ кА;
- номинальный ток включения (нормированное мгновенное значение тока включения) $I_{\text{вкл.норм}} = i_{\text{вкл.норм}} = 125$ кА;
- начальное (нормированное) действующее значение периодической составляющей $I_T = 40$ кА;
- номинальный ток отключения $I_{\text{откл.ном}} = 40$ кА;
- нормированное процентное содержание аperiodической составляющей $\beta_{\text{нор}} = 50$ %;
- ток термической стойкости $I_T = 40$ кА;
- длительность протекания тока термической стойкости $t_T = 3,0$ с;
- собственное время отключения выключателя $t_{\text{св}} = 0,023$ с;
- полное время отключения выключателя $t_{\text{пв.откл}} = 0,045$ с.

Проверка выбранного выключателя производится по следующим параметрам [5]:

1. Номинальному напряжению $U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.ном}}$:

$$U_{\text{НОМ}} = 550 \text{ кВ} \geq U_{\text{сет.ном}} = 500 \text{ кВ};$$

2. Номинальному длительному (рабочему) току $I_{\text{раб}} \leq I_{\text{НОМ}}; I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{T.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$$
$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{T.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{3 \cdot 167000}{\sqrt{3} \cdot 500} = 579 \text{ А},$$

$$I_{\text{раб}} = 579 \text{ A} \leq I_{\text{НОМ}} = 3150 \text{ A};$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{T.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 1,4 \cdot \frac{3 \cdot 167000}{\sqrt{3} \cdot 500} = 810,6 \text{ A};$$

$$I_{\text{max}} = 810,6 \text{ A} \leq I_{\text{НОМ}} = 3150 \text{ A}.$$

3. Отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения $I_{n,\tau} \leq I_{\text{откл.НОМ}}$, где в расчетах используется $I_{n,\tau} = I_{\text{п.о}} = 3,019 \text{ кА}$ (ток короткого замыкания на шинах 500 кВ):

$$I_{n,\tau} = 3,019 \text{ кА} \leq I_{\text{откл.НОМ}} = 40 \text{ кА};$$

б) на отключение апериодической составляющей тока к. з.:

$$I_{a,\tau} \leq I_{a.\text{НОМ}} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{\beta}{100} \right) \cdot I_{\text{откл.НОМ}},$$

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

$$\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в.}} = 0,01 + 0,045 = 0,055 \text{ с},$$

$$I_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о}} e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,98 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,03}} = 1,707 \text{ кА},$$

где $T_a = 0,06$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, берется из табл. 4:

$$I_{a.\text{НОМ}} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{НОМ}}}{100} \right) \cdot I_{\text{откл.НОМ}} = \left(\sqrt{2} \cdot \frac{50}{100} \right) \cdot 40 = 28,284 \text{ кА},$$

$$I_{a,\tau} = 1,707 \text{ кА} \leq I_{a.\text{НОМ}} = 28,284 \text{ кА};$$

4. Включающей способности:

$$I_{п,0} \leq I_{вкл.норм}, \quad i_{уд} \leq i_{вкл.норм},$$

$$I_{п,0} = 3,019 \text{ кА} \leq I_{вкл.норм} = 125 \text{ кА},$$

$$i_{уд} = 7,899 \text{ кА} \leq i_{вкл.норм} = 125 \text{ кА}.$$

5. Предельному сквозному току короткого замыкания – на электродинамическую стойкость:

$$I_{п,0} \leq I_{пр.с},$$

$$I_{уд} \leq i_{дин} = i_{пр.с},$$

$$I_{п,0} = 3,019 \text{ кА} \leq I_{пр.с} = 50 \text{ кА},$$

$$I_{уд} = 7,899 \text{ кА} \leq i_{пр.с} = 50 \text{ кА}.$$

6. Тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$\text{если } t_{откл} > t_T, \text{ то } B_K \leq I_T^2 \cdot t_T;$$

$$\text{если } t_{откл} < t_T, \text{ то } B_K \leq I_T^2 \cdot t_{откл},$$

где $t_{откл}$ время отключения короткого замыкания

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{п \text{ в.откл}}$$

$$t_{откл} = 0,01 + 0,045 = 0,055 \text{ с.}$$

$$B_K = I_{п,0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = (3,019 \cdot 10^3)^2 (0,055 + 0,06) = 1,048 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}.$$

Так как в данном случае $t_{откл} = 0,055 \text{ с} < t_T = 3 \text{ с}$, то условие проверки на термическую стойкость имеет вид:

$$B_K = 1,048 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq I_T^2 \cdot t_{откл} = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,055 = 88 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}.$$

По всем проведенным пунктам проверки свой выключателя на соответствие правильности выбора коммутационного оборудования, можно сделать

вывод, что данный тип выключателя подходит для установки в схеме АТ-1 и АТ-2 на стороне 500 кВ.

Полученные результаты проверки занесем в таблицу 5.

Таблица 5 – Результат проверки выбранного выключателя

Выключатель GL317		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{сет.ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 550 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 579 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{max}} = 810,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{n,т}} = 3,019 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{n,т}} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$I_{\text{п.0}} = 3,019 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.норм}} = 125 \text{ кА}$	$I_{\text{п.0}} \leq I_{\text{вкл.норм}}$
$I_{\text{а,т}} = 1,707 \text{ кА}$	$I_{\text{а.ном}} = 28,284 \text{ кА}$	$I_{\text{а,т}} \leq I_{\text{а.ном}}$
$I_{\text{п.0}} = 3,019 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{п.0}} \leq I_{\text{пр.с}}$
$I_{\text{уд}} = 7,899 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$
$I_{\text{уд}} = 7,899 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл.норм}} = 125 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл.норм}}$
$B_{\text{к}} = 1,048 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с.}$	$B_{\text{к.выкл}} = 88 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с.}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.выкл}}$

4.4 Проверка выбранного трансформатора тока

На ОРУ-500 кВ ПС Тамань установленные выносные трансформаторы тока типа ТГФ-500 производства АО ВО «Электроаппарат» город Санкт-Петербург [1]. Такой же ТТ будет устанавливаться в схеме выключателей 500 кВ АТ-1 и АТ-2.

Паспортные данные ТГФ-500 II взяты с паспорта на оборудование [1]:

- номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$;
- номинальный ток $I_{1\text{ном}} = 2000 \text{ А}$ (для обмоток всех классов);
- номинальный вторичный ток $I_2 = 1 \text{ А}$;
- ток термической стойкости $I_{\text{T}} = 50 \text{ кА}$;
- длительность протекания тока термической стойкости $t_{\text{T}} = 3\text{с}$;
- номинальная вторичная нагрузка при $\cos\varphi_2 = 0,8$
 - обмотка 0,2S - $S_2 = 20 \text{ ВА}$;
 - обмотка 10P - $S_2 = 30 \text{ ВА}$;

- ток электродинамической стойкости $i_{\text{дин}} = 127 \text{ кА}$.

1. Номинальному напряжению $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$:

$$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ} \leq U_{\text{сет.ном}} = 500 \text{ кВ} .$$

2. Номинальному длительному (рабочему) току $I_{\text{раб}} \leq I_{1\text{ном}}$,

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{Т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{3 \cdot 167000}{\sqrt{3} \cdot 500} = 579 \text{ А} ,$$

где $I_{\text{раб}}$ – номинальный расчетный (рабочий) первичный ток (нагрузки) трансформатора тока;

$I_{1\text{ном}} = 2000 \text{ А}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока (по каталогу):

$$I_{\text{раб}} = 579 \text{ А} \leq I_{1\text{ном}} = 2000 \text{ А} .$$

Номинальный первичный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

3. Электродинамической стойкости

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} = K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}} ,$$
$$i_{\text{уд}} = 7,899 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 127 \text{ кА} .$$

4. Термической стойкости

$$B_{\text{к.расч}} \leq K_{\text{Т}}^2 \cdot I_{1\text{ном}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} ,$$
$$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п,о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = (3,019 \cdot 10^3)^2 (0,055 + 0,06) = 1,048 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с} ,$$

где $t_{\text{откл}} = 0,055$ с – время отключения короткого замыкания, значение взято из расчета по проверке применяемого выключателя; $T_a = 0,06$ с – значение из таблицы 4.

$$B_{\text{к.ТТ}} = 1,048 \cdot 10^6 \text{А}^2 \cdot \text{с} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = (50 \cdot 10^3)^2 \cdot 3 = 7500 \cdot 10^6 \text{А}^2 \text{с}.$$

5. Конструкции и классу точности (трансформатор тока выносной, класс точности 0,2S – для обмоток измерения, 10P – для подключения РЗА и ПА);

6. Вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

где $Z_{2\text{ном}}$ – номинальное полное сопротивление нагрузки (допустимая нагрузка) вторичной обмотки трансформатора тока в выбранном классе точности;

Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока.

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_2}{I_2^2} = \frac{30}{1^2} = 30 \text{ Ом}.$$

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}},$$

где $R_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов ($R_{\text{к}} = 0,05$ Ом – при 2–3 приборах, $R_{\text{к}} = 0,1$ Ом – при большем числе приборов);

В данном случае на каждую обмотку будет подключено по одному прибору, поэтому принимаем $R_{\text{к}} = 0,05$ Ом.

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{п}}}{S} - \text{сопротивление проводов};$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода;

для проводов с медными жилами $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$;

для проводов с алюминиевыми жилами $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$;

l_p – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока (при включении в одну фазу $l_p = 2l$; при включении в неполную звезду (две фазы) $l_p = \sqrt{3} \cdot l$; при включении в полную звезду (в три фазы) $l_p = l$).

$R_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2},$$

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

I_2 – ток вторичной обмотки трансформатора тока.

Терминалы РЗА и АСУ ТП производства ПП ЭКРА по цепям переменного тока при $I_{\text{НОМ}} = 1 \text{ А}$ имеют потребляемую мощность 0,5 ВА [17].

Поэтому для обмоток измерения (класс 0,2S) имеем:

$$R_{\text{приб.АСУ ТП}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,5}{1^2} = 0,5 \text{ Ом}$$

Поэтому для обмоток РЗА (класс 10P) имеем:

$$R_{\text{приб.РЗА}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,5}{1^2} = 0,5 \text{ Ом}$$

Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}},$$

откуда можно определить допустимое сопротивление проводов:

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}}.$$

$$R_{\text{пр}} \leq 30 - 0,5 - 0,05,$$

$$R_{\text{пр}} \leq 28,95 \text{ Ом.}$$

Зная допустимое сопротивление $R_{\text{пр}}$, можно определить минимальное сечение соединительных проводов по формуле:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}}.$$

Длина кабеля от шкафов РЗА в релейном зале ОПУ-500 до клеммного шкафа ТТ на ОРУ составляет $l_p = l = 200$ м.

Можем определить минимальное сечение проводов.

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 200}{28,95} = 0,12 \text{ мм}^2,$$

где $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$ – удельное сопротивление для проводов с медными жилами.

Монтаж обычно выполняется медными проводами, поэтому выбираем провода с медными жилами сечением $s = 2,5 \text{ мм}^2$.

По проведенным расчетам можно сделать вывод, что выбранный ТТ подходит для установки в схеме выключателей АТ-1 и АТ-2 стороны 500 кВ

Все данные проведенных расчетов вносим в таблицу 6.

Таблица 6 – Результат проверки трансформатора тока

Трансформатор тока ТГФ-500 II

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 579$	$I_{1\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{1\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 7,899 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 127 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{к.расч}} = 1,048 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ТТ}} = 7500 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{\text{к.расч}} \leq B_{\text{к.ТТ}}$
$R_{\text{пр}} \leq 0,89 \text{ Ом}, R_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}, Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}, R_{\text{приб}} = 0,26 \text{ Ом},$ провода с медными жилами $s = 2,5 \text{ мм}^2$.		

4.5 Проверка выбранного разъединителя 500 кВ

На ОРУ 500 кВ установлены разъединители по-фазного исполнения типа РПГ.16-500.П/3150 производства ЗАО «Завод электротехнического оборудования» [2]. Проведем проверку данного разъединителя на возможность его установки в схеме выключателей 500 кВ АТ-1 и АТ-2.

Характеристика разъединителя взяты из паспорта на установленное оборудование [2]:

- номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 525 \text{ кВ}$;
- номинальный ток $I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$;
- наибольший пик (ток электродинамической стойкости) номинального кратковременного выдерживаемого тока (амплитудное значение) $i_{\text{пр.с}} = 160 \text{ кА}$;
- ток термической стойкости $I_{\text{т}} = 63 \text{ кА}$;
- длительность протекания тока термической стойкости $t_{\text{т}} = 2 \text{ с}$.

Проведем проверку выбранного разъединителя [5]:

1. Номинальному напряжению

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

$$U_{\text{ном}} = 525 \text{ кВ} \geq U_{\text{сет.ном}} = 500 \text{ кВ}.$$

2. Номинальному длительному (рабочему) току

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}},$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{T.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{3 \cdot 167000}{\sqrt{3} \cdot 500} = 579 \text{ А},$$

$$I_{\text{раб}} = 579 \text{ А} \leq I_{\text{НОМ}} = 3150 \text{ А}.$$

3. Электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} = i_{\text{пр.с}},$$

$$i_{\text{уд}} = 7,899 \text{ кА} \leq i_{\text{пр.с}} = 160 \text{ кА}.$$

4. Термической стойкости:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} \text{ при условии } t_{\text{откл}} > t_{\text{T}},$$

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \text{ при условии } t_{\text{откл}} < t_{\text{T}},$$

где время отключения короткого замыкания

$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{п в.откл}} = 0,01 + 0,045 = 0,055 \text{ с}$ (значение взято из расчета проверки выключателя стороны 500 кВ).

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п,о}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = (3,019 \cdot 10^3)^2 (0,055 + 0,06) = 1,048 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Так как в данном случае $t_{\text{откл}} = 0,055 \text{ с} < t_{\text{T}} = 3 \text{ с}$, то условие проверки на термическую стойкость имеет вид:

$$B_{\text{к,расч.}} = 1,048 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,055 = 88 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

По проведенным расчетам можно сделать вывод, что выбранный разъединитель подходит для установки в схеме выключателей 500 кВ АТ-1 и АТ-2. Результаты расчетов занесем в таблицу 7.

Таблица 7 – Результат расчетов проверки разъединителя

Разъединитель РПГ.16-500.И/3150		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 525 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 579 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 7,899 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 160 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$
$B_{\text{к}} = 1,048 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{\text{к.расч.}} = 88 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.расч.}}$

4.6 Проверка линейного трансформатора напряжения 220 кВ

На ПС будут установлены восемь однофазных ТН, которые в купе с уже установленными ТН на фазах В образуют четыре трехфазных ТН отходящих КВЛ 220 кВ.

Тип трансформаторов напряжения НДКМ-220 производства ОАО «Раменский Электротехнический завод «Энергия» г. Раменское [7].

Технические данные трансформаторов напряжения для расчета взяты из паспорта на оборудование идентичных фаз, установленных на ПС 500 кВ Тамань:

- Мощность вторичных обмоток – 200 ВА;
- Мощность вторичной обмотки для учета – 30 ВА (в проекте не применяется);
- Предельная мощность – 2000 ВА.

К каждому данному трансформатору напряжения будут подключены:

- два комплекта шкафов ПА КВЛ;
- комплект автоматики управления выключателем 220 кВ;
- цифровой преобразователь, для выдачи сигналов уровня напряжения в АСУ ТП;
- в обмотку разомкнутого треугольника будет установлен миллиамперметр;
- в обмотку звезды будет установлен вольтметр, подключенный на линейное напряжение.

Параметры оборудования, подключаемого ко вторичным цепям ТН, приведены в таблице №8 [9], [10], [11], [17].

Таблица 8 – Параметры устройств во вторичных цепях ТН

Приборы	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Комплект ПА	ШЭЭ 223 0509	0,2	3	-	-	2	1,2	-
Комплект АУВ	ШЭ2710 511	1,0	3	-	-	1	1,5	-
Цифровой преобразователь	ЭНИП-2	57,7	3	-	-	1	173,1	-
Вольтметр	Ц42702	2	1	1	-	1	2	-
Миллиамперметр	Ц42702	2	1	1	-	1	2	-
Итого:							179,8	-

Однофазные трансформаторы соединяются в звезду. Поэтому его номинальная мощность рассчитывается как утроенная мощностью одной фазы:

$$S_{\text{ном}} = 3 \cdot 200 = 600 \text{ ВА.}$$

Для простоты расчета нагрузка на ТН не будет разбиваться по фазам и будет рассчитываться обобщенной.

Расчет нагрузки на ТН произведем по формуле (11):

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{приб}} \cos\phi\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \sin\phi\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (11)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{179,8^2} = 179,8 \text{ ВА.}$$

Как видно из расчета, вторичная нагрузка подключаемых устройств не превышает номинальную мощность вторичных обмоток трансформаторов напряжения.

Данные трансформаторы напряжения подходят для установки на КВЛ 220 кВ.

Результаты расчетов и параметры трансформаторов напряжения внесем в таблицу 9.

Таблица 9 – Параметры трансформатора напряжения 220 кВ

Параметр	Значение
Номинальное напряжение обмотки, В: ВН НН	$220000/\sqrt{3}$ $100/\sqrt{3}$ 100
Вторичная нагрузка, ВА: расчетная $S_{2\Sigma}$ $S_{ном}$	179,8 600
Класс точности	0,5

Выводы по разделу 4:

Для расчета токов короткого замыкания необходимо знать схему сети и параметры ее элементов. По схеме сети создается схема замещения с указанием параметров элементов сети.

Последовательное упрощение схемы замещения путем преобразования элементов сети по участкам позволит привести схему к простому эквивалентному виду, позволяющему произвести расчет в интересующей точке предполагаемого короткого замыкания.

Проверка правильности выбора силового оборудования первичной сети производится относительно результатов расчета токов короткого замыкания.

5 Проверка релейной защиты

Ориентировочный расчет уставок произведен в соответствии с СТО «Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА» [22], а также рекомендациями завода изготовителя.

5.1 Выбор уставок дифференциальной защиты АТ-1 (АТ-2) в составе терминалов БЭ2704V542.

Расчет уставок будет производиться согласно руководству по эксплуатации на шкафы типа ШЭ2710 542 [18].

Для расчета уставок ДЗТ необходимо для начала определить базисные токи сторон АТ.

Коэффициенты трансформации ТТ:

$$K_{\text{ТТ ВН}} = 1000/1 \text{ А}, \quad K_{\text{ТТ СН}} = 2000/1 \text{ А}, \quad K_{\text{ТТ НН}} = 6000/5 \text{ А},$$

Первичные токи АТ, соответствующие типовой мощности:

$$I_{\text{ТОК.ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ.АТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{3 \cdot 167000}{\sqrt{3} \cdot 500} = 578,5 \text{ А},$$
$$I_{\text{ТОК.СН}} = \frac{S_{\text{НОМ.АТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.СН}}} = \frac{3 \cdot 167000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1257,6 \text{ А},$$
$$I_{\text{ТОК.НН}} = \frac{S_{\text{НОМ.АТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = \frac{3 \cdot 167000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 27547,9 \text{ А}.$$

Найдем базисные токи по сторонам:

$$I_{\text{БАЗ.ВН}} = \frac{K_{\text{СХ.ТТ.ВН}} \cdot K_{\text{АТ.ВН}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}} \cdot I_{\text{ТОК.ВН}}$$

$$I_{\text{БАЗ.ВН}} = \frac{1 \cdot 1}{1000/1} \cdot 578,5 = 0,579 \text{ А,}$$

$$I_{\text{БАЗ.СН}} = \frac{K_{\text{СХ.ТТ.СН}} \cdot K_{\text{АТ.СН}}}{K_{\text{ТТ.СН}}} \cdot I_{\text{ТОК.СН}}$$

$$I_{\text{БАЗ.СН}} = \frac{1 \cdot 1}{2000/1} \cdot 1257,6 = 0,629 \text{ А,}$$

$$I_{\text{БАЗ.НН}} = \frac{K_{\text{СХ.ТТ.НН}} \cdot K_{\text{ВКЛ.ТТ.НН}} \cdot K_{\text{АТ.НН}}}{K_{\text{ТТ.НН}}} \cdot I_{\text{ТОК.НН}}$$

$$I_{\text{БАЗ.НН}} = \frac{1 \cdot (1/\sqrt{3}) \cdot 1}{6000/5} \cdot 27547,9 = 13,253 \text{ А.}$$

где $K_{\text{СХ.ТТ.стор}}$ – коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток главных ТТ соответствующей стороны АТ. Если вторичная обмотка собрана в звезду, то $K_{\text{СХ.ТТ.стор}} = 1$. Если вторичная обмотка собрана в «треугольник», то $K_{\text{СХ.ТТ.стор}} = \sqrt{3}$.

$K_{\text{АТ.стор}}$ – коэффициент трансформации внешнего выравнивающего трансформатора или автотрансформатора, используемого для выравнивания значения базисного тока соответствующей стороны АТ, если он выходит за пределы диапазона выравнивания (0,25-16 А). При первоначальном расчете базисного тока стороны принимается $K_{\text{АТ.стор}} = 1$.

$K_{\text{ВКЛ.ТТ.НН}}$ – коэффициент, учитывающий схему включения ТТ стороны НН на линейные или фазные токи. Если ТТ расположен на линейных выводах НН АТ, то $K_{\text{ВКЛ.ТТ.НН}} = 1$. Если ТТ расположены в фазных выводах НН АТ, то $K_{\text{ВКЛ.ТТ.НН}} = 1/\sqrt{3}$.

1. Относительный начальный ток срабатывания ДЗТ АТ.

Относительный начальный ток срабатывания ДЗТ АТ, ошиновки НН АТ (чувствительного органа) $I_{\text{ДО*РАСЧ}}$ при отсутствии торможения определяется с помощью выражения (12):

$$I_{\text{ДО*РАСЧ}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ*}}, \quad (12)$$

где $K_{\text{ОТС}}$ -коэффициент отстройки, учитывающий погрешности измерительного органа терминала, ошибки расчета и необходимый запас. Может быть, принята равным в пределах 1,1...1,3. При этом большее значение используется для пускорезервных автотрансформаторов на которых возможно несинхронное АВР.

Принимаем $K_{\text{ОТС}} = 1,1$.

Уставка $I_{\text{ДО*РАСЧ}}$ должна приниматься не менее 0,2.

Значение $I_{\text{НБ.РАСЧ*}}$ согласно определяется с помощью выражения (13):

$$I_{\text{НБ.РАСЧ*}} = K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫР}} + \Delta f_{\text{ПТТ}}, \quad (13)$$

где $K_{\text{ПЕР}}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, следует принимать:

$K_{\text{ПЕР}} = 1,5...2,5$ – при использовании на разных сторонах защищаемого автотрансформатора одностипных трансформаторов тока (только встроенных или только выносных;

$K_{\text{ПЕР}} = 2...3$ – при использовании на разных сторонах защищаемого автотрансформатора разностипных трансформаторов тока.

При этом меньшие значения $K_{\text{ПЕР}}$ принимается при одинаковой схеме соединения ТТ защиты на разных сторонах (например, в звезду), а большее значение – при разных схемах соединения ТТ защиты (на одной из сторон в звезду, на других – в треугольник).

В нашем случае при переносе ДЗТ на выносной ТТ, $K_{\text{ПЕР}} = 3$, так как низкая сторона собрана треугольник, а высокая сторона в звезду и подключена к выносному ТТ.

$K_{\text{ОДН}}$ – коэффициент одностипности трансформатора тока; при внешних КЗ на той стороне, где защищаемый трансформатор имеет два присоединения

и трансформаторы тока рассматриваемой защиты установлены в цепях этих присоединений, принимается равным 0,5 - 1, при чём меньшее из указанных значений принимается в случаях, когда указанные ТТ обтекаются мало различающимися между собой токами и примерно одинаково загружены: при внешних КЗ на сторонах, где защищаемый трансформатор имеет одно присоединение, $K_{\text{ОДН}}$ – следует принимать равным 1. Принимаем $K_{\text{ОДН}} = 1$.

ε – относительное значение полной погрешности ТТ в режиме, соответствующем установившемуся КЗ. Полная погрешность для ТТ 5Р и 10Р составляет 0,05 и 0,10 соответственно. Принимаем $\varepsilon = 0,1$.

$\Delta U_{\text{РПН}}$ – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной половине действительного диапазона регулирования. Если РПН не используется, то $\Delta U_{\text{РПН}} = 0$, но расчет базисных токов должен производиться по значению напряжения на конкретном выводе РПН, рассчитывается по формуле (14).

$$\Delta U_{\text{РПН}} = \frac{|\Delta U_{\text{РПНmax}} - \Delta U_{\text{РПНmin}}|}{2 \cdot 100\%}, \quad (14)$$

$\Delta f_{\text{ВЫР}}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч. Данная погрешность определяется погрешностями входных ТТ и аналого-цифровыми преобразователями терминала. Может быть принята $\Delta f_{\text{ВЫР}} = 0,02$.

$\Delta f_{\text{ПТТ}}$ – относительная погрешность внешнего выравнивающего трансформатора или автотрансформатора (АТ31 или АТ32), используемого для выравнивания значения базисного тока соответствующей стороны, если он выходит за пределы диапазона 0,251 – 16,000 А. Токовая погрешность внешних выравнивающих автотрансформаторов АТ-31, АТ-32 не превышает 5% ($\Delta f_{\text{ПТТ}} = 0,05$) при двадцатикратном токе ответвления и подключения цепей защиты к вторичной обмотке выравнивающих автотрансформаторов, по

данным завода изготовителя. Данные промежуточные автотрансформаторы не применяются, $\Delta f_{\text{ПТТ}} = 0$.

Уставка $I_{\text{ДО*РАСЧ}}$ должна приниматься не менее 0,2 о.е.

Таким образом для ДЗТ АТ-1 (АТ-2):

$$I_{\text{НБ.РАСЧ*}} = K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫР}} + \Delta f_{\text{ПТТ}}$$

$$I_{\text{НБ.РАСЧ*}} = 3,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,02 + 0 = 0,44$$

$$I_{\text{ДО*РАСЧ}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ*}} = 1,1 \cdot 0,44 = 0,484$$

Принимаем значение уставки $I_{\text{ДО*РАСЧ}} = 0,48$ о.е.

2. Ток начала торможения ДЗТ АТ-1 (АТ-2)

Ток начала торможения для пускорезервных автотрансформаторов и автотрансформаторов, на которых возможно несинхронное АВР НН равным $I_{\text{Т0}} = 0,6$ о.е., и $I_{\text{Т0}} = 1,0$ о.е. во всех остальных случаях.

Принимаем значение уставки $I_{\text{Т0}} = 1,0$ о.е.

3. Ток торможения блокировки ДЗТ АТ-1 (АТ-2)

Определяется исходя из отстройки от максимально возможного сквозного тока нагрузки АТ. Своего наибольшего значения сквозной ток нагрузки достигает при действии АВР секционного выключателя или АПВ питающих линий и может быть принят равным (15):

$$I_{\text{Т.БЛ.}} = K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{ПРЕД.НАГР}} \cdot \frac{I_{\text{НОМ.НАГР}}}{I_{\text{БАЗ.СТОП.}}} \cdot \frac{K_{\text{СХ.ТТ.СТОП}}}{K_{\text{ТТ.СТОП}}} \quad (15)$$

где $K_{\text{ОТС}} = 1,1$ – коэффициент отстройки;

$K_{\text{ПРЕД.НАГР}} = 1,5 \dots 2,0$ – коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность АТ в зависимости от его мощности:

$K_{\text{ПРЕД.НАГР}} = 1,5$ - для АТ большой мощности; $K_{\text{ПРЕД.НАГР}} = 1,8$ - для АТ средней мощности; $K_{\text{ПРЕД.НАГР}} = 2,0$ - для распределительных АТ;
 $K_{\text{ТТ.СТОП}}$ – коэффициент трансформации ТТ, соответствующей стороны АТ;
 $K_{\text{СХ.ТТ.СТОП}}$ - коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток главных ТТ соответствующей стороны.

$$I_{\text{Т.БЛ.}} = K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{ПРЕД.НАГР}} \cdot \frac{I_{\text{НОМ.НАГР}}}{I_{\text{БАЗ.СТОП}}} \cdot \frac{K_{\text{СХ.ТТ.СТОП}}}{K_{\text{ТТ.СТОП}}}$$

$$I_{\text{Т.БЛ.}} = 1,1 \cdot 1,5 \cdot \frac{578,5}{0,579} \cdot \frac{1}{\frac{1000}{1}} = 1,65 \text{ о. е.}$$

Принимаем значение уставки $I_{\text{Т.БЛ.}} = 1,7$ о.е.

4. Коэффициент торможения ДЗТ АТ-1 (АТ-2)

С помощью правильного выбора коэффициента торможения обеспечивается несрабатывание ДЗТ АТ в диапазоне значений тормозного тока от $I_{\text{ТО}}$ до $I_{\text{Т.БЛ.}}$

Если по защищаемому АТ протекает $I_{\text{СКВ}}$, то он может вызвать дифференциальный ток, который можно определить по выражению (16):

$$I_{\text{Д}} = (K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫР}} + \Delta f_{\text{ПТТ}}) \cdot I_{\text{СКВ}} \quad (16)$$

где ε – относительное значение полной погрешности ТТ в режиме КЗ.

Для ТТ 10Р погрешность принимается $\varepsilon = -0,1$, а для ТТ 5Р – $\varepsilon = 0,05$;

$$I_{\text{СКВ}} = \frac{I_{\text{КЗ.МО.СТОП}}}{I_{\text{БАЗ.СТОП}}} \cdot \frac{K_{\text{СХ.ТТ.СТОП}}}{K_{\text{ТТ.СТОП}}}, \text{ о. е.}$$

где $I_{\text{СКВ}}$ – максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ.

При принятом способе формирования торможения для ДЗТ АТ тормозной ток равен:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ} \cdot (I_{СКВ} - I_D) \cdot \cos\beta}, \beta = 180 - \alpha$$

где α – угол между векторами токов $I_{СКВ}$ и $(I_{СКВ} - I_D)$.

В проектных расчетах может быть принят $\beta = 10^\circ - 20^\circ$.

Тогда коэффициент торможения определяется по формуле (17):

$$K_T \geq \frac{K_{ОТС} \cdot I_D - I_{ДО*РАСЧ}}{I_T - I_{ТО}}, \quad (17)$$

где $K_{ОТС}=1,1$ – коэффициент отстройки.

Произведем расчет:

$$I_{СКВ} = \frac{I_{КЗ.МО.СТОП}}{I_{БАЗ.СТОП}} \cdot \frac{K_{СХ.ТТ.СТОП}}{K_{ТТ.СТОП}},$$

где $I_{КЗ.МО.СТОП}$ – расчетный ток короткого замыкания на шинах 500 кВ (см. раздел 4.).

$$I_{СКВ} = \frac{3019}{0,579} \cdot \frac{1}{1} = 5,214 \text{ о. е.}$$

$$I_D = (K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{СКВ},$$

$$I_D = (3,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,02 + 0) \cdot 5,214 = 2,294 \text{ о. е.},$$

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ} \cdot (I_{СКВ} - I_D) \cdot \cos\beta},$$

$$I_T = \sqrt{5,214 \cdot (5,214 - 2,294) \cdot \cos 15} = 3,835 \text{ о. е.},$$

$$K_T \geq \frac{K_{ОТС} \cdot I_D - I_{ДО*РАСЧ}}{I_T - I_{ТО}},$$

$$K_T \geq \frac{1,1 \cdot 2,294 - 0,48}{3,835 - 1,0} = \frac{2,043}{2,835} = 0,72.$$

Принимаем значение уставки $K_T = 0,7$.

5. Ток срабатывания дифференциальной отсечки

Для исключения замедления работы ДЗТ АТ при больших токах внутреннего повреждения вследствие блокировки защиты из-за погрешности ТТ в переходном режиме предусмотрена вторая грубая ступень защиты без блокировки по второй гармонической составляющей тока.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки должен выбираться исходя из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора $I_{\text{ОТС}} \geq 6,5$;

- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ.

$$I_D = 1,5 \cdot I_{\text{СКВ}} \cdot (K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫР}} + \Delta f_{\text{ПТТ}}),$$

$$I_D = 1,5 \cdot 5,214 \cdot (3,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,02 + 0),$$

$$I_D = 3,441 \text{ о. е.}$$

Принимаем значение $I_{\text{ОТС}} = 6,5 \text{ о. е.}$

6. Уровень блокировки по второй гармонике

Дополнительно для предотвращения ложной работы ДЗТ АТ при бросках тока намагничивания в момент включения трансформатора под напряжение, а также для обеспечения не действия защиты от тока небаланса переходного режима внешнего КЗ (когда увеличенная погрешность ТТ, обусловленная насыщением, приводит к появлению второй гармонической составляющей тока) выполнена блокировка защиты по превышению отношения тока второй

гармонической составляющей к току промышленной частоты - $I_{Д,100 \text{ Гц}}/I_{Д,50 \text{ Гц}}$.

По опыту эксплуатации рекомендуется уставку по уровню блокировки по второй гармонике для защит трансформаторов выбирать на уровне 10%, для защит автотрансформаторов выбирать на уровне 15%.

Принимаем $I_{Д,100 \text{ Гц}}/I_{Д,50 \text{ Гц}} = 15\%$.

5.2 Выбор уставок ДЗ АТ-1 (АТ-2) для стороны 500 кВ в составе терминалов БЭ2704V572.

Расчет уставок будет производиться согласно руководству по эксплуатации на шкафы типа ШЭ2710 542 [19].

1 ступень ДЗ

1 ступень ДЗ предназначена для резервирования основных защит АТ.

Направлена в сторону АТ.

Уставки по оси X1 ступени ДЗ выбираются по двум условиям:

1. Отстройка от к.з. на вводе стороны 220 кВ:

$$X_{С.З.АТ(500)}^I \leq 0,85 \cdot X_{ВН.АТ} = 0,85 \cdot 64,85 = 55,12 \text{ Ом.}$$

2. Отстройка от к.з. на вводе стороны 10 кВ:

$$X_{С.З.АТ(500)}^I \leq 0,85 \cdot (X_{ВН.АТ} + X_{НН.АТ}),$$
$$X_{С.З.АТ(500)}^I \leq 0,85 \cdot \left(64,85 + 24,02 \cdot \left(\frac{515}{230} \right)^2 \right) = 157,48 \text{ Ом.}$$

Принимаем $X_{С.З.АТ(500)}^I = 55,00 \text{ Ом.}$

Уставка по оси R1 ступени ДЗ:

$$R_{С.З.АТ(500)}^I = 0,3 \cdot X_{С.З.АТ(500)}^I = 0,3 \cdot 55 = 16,5 \text{ Ом.}$$

Принимаем $R_{С.З.АТ(500)}^I = 16,5 \text{ Ом.}$

Выдержка времени 1 ступени ДЗ согласуется со временем срабатывания основных защит АТ с учетом времени работы УРОВ.

Примем $t_{С.З.АТ(500)}^I = 0,8 \text{ с.}$

2 ступень ДЗ

2 ступень ДЗ предназначена для резервирования основных защит АТ и частичного резервирования защит смежной стороны 220 кВ, направлена в АТ.

Уставки по оси Х2 ступени ДЗ выбираются по следующим условиям:

1. Из условия обеспечения чувствительности при к.з. на вводе смежной стороны 220 кВ:

$$X_{С.З.АТ(500)}^{II} \geq X_{ВН.АТ} \cdot K_{\text{ч}} = 64,85 \cdot 1,25 = 81,06 \text{ Ом.}$$

2. Отстройка от к.з. на вводе стороны 10 кВ:

$$X_{С.З.АТ(500)}^{II} \leq 0,85 \cdot (X_{ВН.АТ} + X_{НН.АТ}),$$

$$X_{С.З.АТ(500)}^{II} \leq 0,85 \cdot \left(64,85 + 24,02 \cdot \left(\frac{515}{230} \right)^2 \right) = 157,48 \text{ Ом.}$$

3. Отстройка от нагрузки в месте установки защиты:

$$X_{С.З.АТ(500)}^{II} \leq \frac{X_{НГ}}{K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{В}}} = \frac{320,79}{1,3 \cdot 1,05} = 235,01 \text{ Ом,}$$

$$\text{где } X_{НГ} = \frac{U_{\text{min.ЭКСПЛ.}}}{\sqrt{3} \cdot I_{НГ}} = \frac{0,9 \cdot 500000}{\sqrt{3} \cdot 809,9} = 320,79 \text{ Ом,}$$

$$I_{НГ} = \frac{S_{\text{АТ}} \cdot K_{\text{ПЕРЕГРУЗ.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{3 \cdot 167000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 500} = 809,9 \text{ А.}$$

Принимаем $X_{С.З.АТ(500)}^{II} = 81,00 \text{ Ом}$.

Уставка по оси R 2 ступени ДЗ:

$$R_{С.З.АТ(500)}^{II} = 0,3 \cdot X_{С.З.АТ(500)}^{II} = 0,3 \cdot 81,00 = 24,3 \text{ Ом}.$$

Принимаем $R_{С.З.АТ(500)}^{II} = 24,3 \text{ Ом}$.

Время срабатывания 2 ступени ДЗ примем равное $t_{С.З.АТ(500)}^{II} = 3,0 \text{ сек}$.

3 и 4 ступени ДЗ

3-ая и 4-ая ступени ДЗ предназначены для дальнего резервирования в сети 500 кВ и направлены в шины 500 кВ.

Данные ступени выбираются из условия обеспечения дальнего резервирования к.з. в сети 500 кВ.

Выдержки времени данных ступеней согласуются с выдержками дистанционных защит ВЛ 500 кВ.

Для расчета уставок выпишем уставки ДЗ ВЛ 500 кВ Кубанская - Тамань:

$$\begin{aligned} X_{С.З.ВЛ(500)}^I &= 31,1 \text{ Ом}, t_{С.З.ВЛ(500)}^I = 0 \text{ с}, \\ X_{С.З.ВЛ(500)}^{II} &= 74,8 \text{ Ом}, t_{С.З.ВЛ(500)}^{II} = 0,6/2,5 \text{ с}, \\ X_{С.З.ВЛ(500)}^{III} &= 330,3 \text{ Ом}, t_{С.З.ВЛ(500)}^{III} = 3,0 \text{ с}. \end{aligned}$$

Исходя из значений уставок ВЛ 500 произведем перерасчет уставок для АТ:

$$\begin{aligned} X_{С.З.АТ(500)}^{III-IV} &\leq 0,78 \cdot \frac{X_{С.З.ВЛ(500)}^I}{K_{\text{ТОК}}} = 0,78 \cdot \frac{31,1}{1} = 25,8 \text{ Ом}, \\ X_{С.З.АТ(500)}^{III-IV} &\leq 0,78 \cdot \frac{X_{С.З.ВЛ(500)}^{II}}{K_{\text{ТОК}}} = 0,78 \cdot \frac{74,8}{1} = 58,3 \text{ Ом}, \end{aligned}$$

$$X_{С.З.АТ(500)}^{III-IV} \leq 0,78 \cdot \frac{X_{С.З.ВЛ(500)}^{III}}{K_{ТОК}} = 0,78 \cdot \frac{330,3}{1} = 257,6 \text{ Ом.}$$

Отстройка от нагрузки в месте установки защиты:

$$X_{С.З.АТ(500)}^{III-IV} \leq \frac{X_{НГ}}{K_{ОТС} \cdot K_B} = \frac{320,79}{1,3 \cdot 1,05} = 235,01 \text{ Ом.}$$

По проведенным расчетам принимаем:

$$X_{С.З.АТ(500)}^{III} = 25,0 \text{ Ом,}$$

$$X_{С.З.АТ(500)}^{IV} = 58,0 \text{ Ом.}$$

Пересчитаем уставку для оси R:

$$R_{С.З.АТ(500)}^{III} = 0,3 \cdot X_{С.З.АТ(500)}^{III} = 0,3 \cdot 25,00 = 7,5 \text{ Ом,}$$

$$R_{С.З.АТ(500)}^{IV} = 0,3 \cdot X_{С.З.АТ(500)}^{IV} = 0,3 \cdot 58,00 = 17,4 \text{ Ом,}$$

$$t_{С.З.АТ(500)}^{III} = 1,1 \text{ с.;} \quad t_{С.З.АТ(500)}^{IV} = 3,2 \text{ с.}$$

5.3 Выбор уставок ТНЗНП АТ-1 (АТ-2) для стороны 500 кВ в составе терминалов БЭ2704V572.

Расчет уставок будет производиться согласно руководству по эксплуатации на шкафы типа ШЭ2710 542 [19].

1 ступень ТНЗНП

1 ступень предназначена для резервирования основных защит АТ, направлена в сторону АТ.

Уставка по току выбирается по условию отстройки от тока двухфазного КЗ на землю на вводе стороны 220 кВ:

$$I_{С.З.АТ(500)}^I \geq K_{отс} \cdot I_{КЗmax}^{(1,1)} = 1,3 \cdot 898 = 1168 \text{ А.}$$

Примечание: ток к.з. на вводе 220 кВ АТ взят из результатов расчета токов к.з. системным оператором.

Чувствительность защиты проверяется в минимальном режиме работы энергосистемы (отключена ВЛ 500 кВ Кубанская – Центральная) при однофазном к.з. в месте установки защиты:

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗmin}^{(1)}}{I_{С.З.АТ(500)}^{(1)}} = \frac{1785}{1168} = 1,53 > 1,5.$$

Примечание: ток к.з. и режим проверки чувствительности защиты взят по рекомендации системного оператора.

Принимаем:

$$I_{С.З.АТ(500)}^I = 1168 \text{ А, } t_{С.З.АТ(500)}^I = 0,8 \text{ с.}$$

2 ступень ТНЗНП

2 ступень ТНЗНП предназначена для резервирования основных защит АТ и частичного резервирования смежной стороны 220 кВ. Ступень защиты направлена в сторону АТ.

Уставка по току 2 ступени выбирается из условия обеспечения чувствительности в минимальном режиме работы энергосистемы (отключена ВЛ 500 кВ кубанская – Центральная) при к.з. на выводах стороны 220 кВ:

$$I_{С.З.АТ(500)}^{II} \leq \frac{I_{КЗmin}^{(1)}}{K_{ч}} = \frac{631}{1,25} = 504,8 \text{ А.}$$

Принимаем:

$$I_{С.З.АТ(500)}^{II} = 504,8 \text{ А}, t_{С.З.АТ(500)}^{II} = 3,0 \text{ с.}$$

3, 4 и 5 ступени ТНЗНП

Данные ступени предназначены для резервирования в сети 500 кВ. Направлены в сторону шин 500 кВ.

Данные ступени выбираются из условия обеспечения дальнего резервирования при к.з. в сети 500 кВ.

Выдержка ступеней согласуется с выдержками времени защиты ТНЗНП ВЛ 500 кВ.

Для расчета уставок выпишем уставки ДЗ ВЛ 500 кВ Кубанская - Тамань:

$$I_{С.З.ВЛ(500)}^I = 3657 \text{ А}, t_{С.З.ВЛ(500)}^I = 0 \text{ с},$$

$$I_{С.З.ВЛ(500)}^{II} = 1151 \text{ А}, t_{С.З.ВЛ(500)}^{II} = 0,4 \text{ с},$$

$$I_{С.З.ВЛ(500)}^{III} = 616 \text{ А}, t_{С.З.ВЛ(500)}^{III} = 0,8 \text{ с}.$$

Произведем перерасчет уставок для ТНЗНП АТ:

$$I_{С.З.АТ(500)}^{III} \geq K_{ОТС} \cdot K_{ТОК} \cdot I_{С.З.ВЛ(500)}^I = 1,1 \cdot 1 \cdot 3657 = 4023 \text{ А},$$

$$I_{С.З.АТ(500)}^{IV} \geq K_{ОТС} \cdot K_{ТОК} \cdot I_{С.З.ВЛ(500)}^{II} = 1,1 \cdot 1 \cdot 1151 = 1266 \text{ А},$$

$$I_{С.З.АТ(500)}^V \geq K_{ОТС} \cdot K_{ТОК} \cdot I_{С.З.ВЛ(500)}^{III} = 1,1 \cdot 1 \cdot 616 = 678 \text{ А}.$$

Принимаем:

$$I_{С.З.АТ(500)}^{III} = 4025 \text{ А}, t_{С.З.АТ(500)}^{III} = 1,1 \text{ с},$$

$$I_{С.З.АТ(500)}^{IV} = 1270 \text{ А}, t_{С.З.АТ(500)}^{IV} = 3,2 \text{ с},$$

$$I_{С.З.АТ(500)}^V = 680 \text{ А}, t_{С.З.АТ(500)}^V = 4,2 \text{ с.}$$

Времена срабатывания ступеней ТНЗНП принимаем равным времени срабатывания 3 и 4 ступеней ДЗ АТ.

Выводы по разделу 5:

Для расчета уставок устройств РЗА необходимо знать токи коротких замыканий на защищаемом участке сети.

Для резервных защит необходимо производить согласование уставки и времени срабатывания ступеней со ступенями резервных защит смежных соединений, с которыми совпадает зона действия защиты.

Для проверки чувствительности токовых защит необходимо знать минимальные режимы работы сети и токи в таких режимах. Просчет таких режимов и токов коротких замыканий производит отдел расчетов системного оператора.

6 Проверка заземления и молниезащиты подстанции

Расчет молниезащиты выполнен в соответствии с РД 153-34,3-35-125-99 [15] и рекомендациям руководства по защите электрических сетей напряжением 110 – 750 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений [26].

Согласно электротехническим чертежам на металлоконструкции ОРУ-500 и ОРУ-220 на всех распреустройствах открытого исполнения общая длина молниеотводов зависит от мачт, на которых установлена верхняя часть молниеотвода длиной 7,5 метра. Максимальная высота оборудования для ОРУ-500 составляет $h_{x500} = 17,5$ м, для ОРУ-220 $h_{x220} = 17,0$ м. Размеры территории ПС 500 кВ Тамань составляют длину $a = 555$ метров, ширину $b = 525$ метров.

Максимальное расстояние между молниеотводами, согласно генплану объекта, составляет $L = 123$ метра. На данном участке величина превышения высоты молниеотвода над высотой защищаемого объекта определяется по формуле (18):

$$h_a = h - h_{x500}, \quad (18)$$

где h – высота молниеотвода, определяется по номеру мачты на ген-плане ПС.

$$h_a = h - h_{x500} = 40,25 - 17,5 = 22,75 \text{ м.}$$

Проверим условие защиты по всей площади ПС по формуле (19):

$$\begin{aligned} L &\leq 8 \cdot (h - h_{x500}) \leq 8 \cdot h_a, & (19) \\ 123 &\leq 8 \cdot (40,25 - 17,5) \leq 8 \cdot 22,75 \\ 123 &\leq 182 \leq 182. \end{aligned}$$

Из произведенного расчета видно, что условие защиты по всей площади ПС выполняется.

Построение границы зоны защиты подстанции от прямых ударов молнии выполняется путем построения зон попарно взятых соседних молниеотводов.

Определение высоты конуса для стержневого молниеотвода выполняется по формуле (20):

$$h_0 = 0,92 \cdot h, \quad (20)$$

Радиус защиты стержневого молниеотвода на уровне земли определяется по формуле (21):

$$r_0 = 1,5 \cdot h, \quad (21)$$

Радиус защиты на высоте защищаемого объекта определяется по формуле (22):

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,1 \cdot h_x), \quad (22)$$

Высота средней части попарно взятых молниеотводов определяется по формуле (23):

$$h_{min} = h_{c1} = h_0 - 0,14 \cdot (l - h), \quad (23)$$

где l – расстояние между молниеотводами.

Ширина средней части зоны попарно взятых молниеотводов на уровне земли определяется по формуле (24):

$$r_c = r_0 = 1,5 \cdot h, \quad (24)$$

На уровне защищаемого объекта ширина средней части определяется по формулам (25):

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}}, \quad (25)$$

После расчета параметров на план объекта наносятся зоны молниезащиты. Результаты расчета приведены в таблице Е-1 приложения Е. В графической части работы на листе 5 представлен генеральный план ПС с нанесенными зонами молниезащиты.

Определим надежность системы защиты от прямых ударов молнии. Для начала рассчитаем число ударов молнии в ПС в год по формуле (26):

$$N = 0,06 \cdot n \cdot (a + 10 \cdot h)(b + 10 \cdot h) \cdot 10^{-6}, \quad (26)$$

где n – число грозových часов в году. Для Краснодарского края это значение составляет 60-80 часов. Примем для расчета усреднённое значение в 70 часов;

a – длина территории ПС;

b – ширина территории ПС.

$$N = 0,06 \cdot 70 \cdot (555 + 10 \cdot 40,25)(525 + 10 \cdot 40,25) \cdot 10^{-6}$$

$$N = 3,7$$

По формуле (27) определим число отключений подстанции:

$$\gamma = N \cdot \Psi_n \cdot \Psi_i \cdot \Psi_g, \quad (27)$$

где $\Psi_n = 10^{-3}$ – вероятность прорыва молнии сквозь зону молниезащиты;

$\Psi_i = 0,68$ – вероятность перекрытия изоляции при прямом ударе молнии;

$\Psi_g = 0,7$ – вероятность перехода импульсного перекрытия в дугу.

$$\gamma = 3,7 \cdot 10^{-3} \cdot 0,68 \cdot 0,7 = 0,0018$$

Согласно схеме покрытия молниезащиты территория ПС входит в зону защиты молниеприемников. Тогда показатель грозоупорности подстанции можно рассчитать по формуле (28):

$$m = \frac{1}{\gamma}, \quad (28)$$

$$m = \frac{1}{0,0018} = 555,55 \text{ лет}$$

Выводы по разделу 6:

Молниеотводы расположены как по всему периметру объекта, так и на территории объекта на металлоконструкциях силового оборудования и мачтах освещения

Расположение молниеотводы по территории ПС, согласно расчету, обеспечивают достаточную защиту от попадания молнии в оборудование ПС.

7 Технологические процессы при реконструкции подстанции

7.1 Установка выключателей в схеме АТ 500

Выключатели с высокой стороны АТ-1 и АТ-2 будут устанавливаться того же типа, что и уже установленные выключатели на ОРУ-500. Унификация оборудования упрощает процесс эксплуатации и технического обслуживания. Совместно с выключателями будут установлены выносные трансформаторы тока. Необходимость установки трансформаторов тока заключается в следующем [24]:

- индикация тока через выключатель для АСУ ТП. В данном случае будет использоваться обмотка классом 0,5;

- контроль тока через выключатель для шкафа автоматики управления выключателем. Ток необходим для реализации функций неполнофазного режима и УРОВ;

- в связи с установкой выключателей с высокой стороны АТ-1 и АТ-2, цепи тока для шкафов ДЗО 500 кВ будут перенесены с встроенных ТТ во ввод 500 АТ на вновь устанавливаемые трансформаторы тока в схеме выключателей 500 кВ. Так же цепи тока ДЗТ АТ-1 и АТ-2 первых комплектов будут переподключены к ТТ выключателей. Это необходимо для того, чтобы кусок ошиновки 500 кВ между выключателем и АТ находился под защитой РЗА. Данная перестройка цепей тока необходима для исключения излишнего одновременного отключения АТ, ошиновки 500 кВ и оставшихся в работе выключателей линий 500 кВ действием КСЗ стороны 500 кВ АТ при коротком замыкании на участке между выключателем 500 кВ и АТ.

Работы по установке выключателей 500 кВ в схеме АТ-1 и АТ-2 можно условно разделить на несколько этапов. Это работы, которые можно выполнить без отключения первичного оборудования, и работы, при которых необходимо отключение первичного оборудования [13].

Без отключения первичного оборудования можно выполнить работы по подготовке мест установки элементов выключателей, их разъединителей, трансформаторов тока, организации обустройства новых кабельных трас, установке и наладке вторичного оборудования.

Работы по подготовке мест установки выключателей включают в себя:

- изготовление бетонных оснований под металлоконструкции;
- установка металлоконструкций (металлически опоры под элементы выключателя, ТТ, разъединителей, металлически площадки для обслуживания выключателя, установка шкафов вторичной коммутации выключателя, прокладка элементов заземления с подключением к общему контуру ПС);
- прокладка кабельной продукции.

Работы по наладке вторичных цепей будут включать в себя:

- установка шкафов АУВ в релейном зале ОПУ-500;
- установка шкафов АСУ ТП для мониторинга и управления вновь установленными выключателями и их разъединителями;
- прокладка кабельных связей (цепи управления выключателями в сторону ОРУ-500, цепи управления выключателями в сторону шкафов АСУ ТП, цепи отключения выключателей от шкафов РЗА АТ-1 и АТ-2, от шкафы ДЗО-500, от шкафов АУВ ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань и ВЛ 500 кВ Кубанская – Тамань, цепи управления разъединителями, цепи тока и напряжения);
- наладка новых шкафов РЗА и АСУ ТП;
- разделка и подготовка к подключению кабельной продукции;
- в АСУ ТП ПС изменение мнемокадров ОРУ-500, добавление закладок с первичным оборудованием, включающим вновь устанавливаемые выключатели.

Отключение первичного оборудование необходимо для безопасного выполнения работ по сборке элементов выключателей и их разъединителей, трансформаторов тока. Поскольку при сборке будут применяться ГПМ

(грузоподъемные механизмы), допустимые расстояние до токоведущих частей ОРУ в местах выполнения работ не будут соблюдаться [13]. Так же в этот период будет произведена ошиновка нового первичного оборудования с подключением к действующему оборудованию. Регулировка подвижных частей элементов разъединителей. Наладка механической части высоковольтных выключателей. Заправка выключателей и трансформаторов тока элегазом. Проведение высоковольтных испытаний первичного оборудования. Проверка управления выключателями и разъединителями по месту и дистанционно от АСУ ТП ПС.

В плане вторичного оборудования необходимо будет провести работы по корректировке цепей отключения АТ-1 и АТ-2 от автоматики выключателей АТ-3, Ростовской и Кубанской ВЛ при работе функции УРОВ. До выполнения реконструкции действие УРОВ АУВ ВЛ 500 кВ и выключателей АТ-3 выполнено на погашение АТ-1 и АТ-2 со стороны среднего и низкого напряжения. После реконструкции для выделения поврежденного участка действием УРОВ достаточно будет отключить выключатели с высокой стороны АТ-1 и АТ-2. Сами АТ-1 и АТ-2 отключать нет необходимости. Тем самым будет повышена надежность питания собственных нужд ПС и реализована возможность быстрого включения отключенной СШ 500, после выделения поврежденного выключателя разбором его схемы разъединителями.

Так же в этот период будут произведены работы по опробованию цепей отключения вновь смонтированных выключателей от действующих шкафов РЗА стороны 500 кВ (ДЗО-500, защиты АТ-1, АТ-2, АТ-3, АУВ ВЛ 500 кВ Ростовская и Кубанская).

Подключение вновь смонтированных цепей тока. Их проверка от постороннего источника на определение правильности сборки и их целостности. Посторонним источником может являться установка Ретом – 21 с комплектом РЕТ-ТТ или аналогичная ей установка [21].

После этого будут проведены работы по включению нового оборудования в работу. Они будут включать в себя работы по опробованию рабочим напряжением и прогрузку рабочим током и напряжением устройств РЗА.

Работы по опробованию рабочим напряжением включают в себя:

- постановку первичного оборудования под рабочее напряжение;
- осмотр оборудование на наличие коронирования, отсутствие внешних характерных шумов при перекрытии изоляции;
- тепловизионный контроль в первые 72 часа работы первичного оборудования на выявление мест нагрева, особенно в местах соединения шлейфов и ошиновки.

Работы по прогрузке рабочим током и напряжением включают в себя:

- снятие векторных диаграмм вновь смонтированных цепей тока и напряжения;
- проверка правильности показаний вторичных приборов;
- проверка правильности отображения показаний в системе АСУ ТП ПС.

Очередность включения будет следующая:

- сначала со стороны выключателей ВЛ 500 кВ опробуется рабочим напряжением участок ошиновки 500 кВ до вновь установленного выключателя;
- потом со стороны среднего напряжения АТ будет подано напряжение и произведено опробование рабочим напряжением вновь смонтированный участок от АТ до выключателя;
- далее включением выключателя 500 кВ АТ будет замкнут транзит 500-220 кВ через АТ. Тем самым новый участок схемы будет прогружен рабочим током нагрузки АТ. В этот период будет произведена проверка вновь смонтированных цепей тока рабочим током, снятие векторных диаграмм и определение правильности их подключения в шкафах ДЗТ АТ, ДЗО, АСУ ТП, АУВ. В случае необходимости изменения направленности цепей тока, оборудование будет отключено, цепи тока будут переключены с их повторной проверкой под нагрузкой [21].

7.2 Установка дополнительных фаз ТН 220 кВ

Большая часть работ производится без отключения действующего оборудования. Данные работы включают в себя:

- установка недостающих кабельных каналов по территории ОРУ-220;
- прокладка необходимых кабельных трасс от места установки ТН до шкафа распределения вторичных цепей ТН КВЛ;
- установка в релейном зале шкафов распределения вторичных цепей ТН КВЛ и цифровых преобразователей;
- прокладка кабельной продукции между шкафами распределения вторичных цепей ТН КВЛ и действующими шкафами РЗА и ПА КВЛ 220 кВ, а так же шкафом цифровых преобразователей;
- наладка вновь установленных шкафов;
- разделка, испытание и подключение вновь проложенной кабельной продукции;
- поочередный вывод из работы шкафов ПА КВЛ с переконфигурацией для подключения в цепи новых ТН. В связи с тем, что вторичные цепи ТН КВЛ будут подключаться на отдельные аналоговые входы терминалов ПА, и будут сохранены действующие цепи от шинных ТН 220 в качестве резервного источника, шкафы ПА можно включить в работу после переналадки на работу по старой схеме до ввода в работу вновь устанавливаемых ТН КВЛ;
- интеграция шкафа цифровых преобразователей в действующие цепи АСУ ТП ПС [11].

Так же в этот период будут проведены работы по установке бетонных оснований для металлоконструкций, а также установка самих металлоконструкций (металлические основания для установки фаз ТН).

На ремонтной площадке будут проведены работы по подготовке электрооборудования к монтажу на подготовленные места. Данные работы включают в себя:

- подготовка фаз ТН к установке (фазы ТН транспортируются с завода до объектов с закаченным транспортным газом. Данный газ стравливается на объекте и заменяется уже элегазом.);
- производится проверка герметичности оборудования;
- производится проверка электрических характеристик на определения пригодности использования оборудования;

В период отключения КВЛ будут произведены работы по установке ТН на подготовленные места. Подключение ТН шлейфами к КВЛ. Подключение вторичных обмоток ТН к шкафу ТН.

После этого будут произведены высоковольтные испытания вновь установленного первичного оборудования на соответствие заводским характеристикам. Будут собраны вторичные цепи, проведено испытание изоляции вновь собранных вторичных цепей [21].

По завершению работ по проверке и испытанию нового оборудования будут проведены работы по включению и опробованию рабочим напряжением. На этом этапе будут проведены следующие работы:

- постановка под рабочее напряжение и осмотр первичного оборудования с целью выявления мест коронирования, выявления нетипичных шумов в работе электрооборудования;
- тепловизионный контроль в первые 72 часа работы первичного оборудования на выявление мест нагрева, особенно в местах соединения шлейфов и ошиновки.
- будет проведена фазировка вторичных цепей ТН КВЛ с вторичными цепями ТН СШ 220 [21];
- будут сняты потенциальные диаграммы для определения правильности сборки вторичных цепей [21];

- произведен замер уровня напряжения в разомкнутом треугольнике [21];
- после проведения данных работ и получения удовлетворительных результатов, шкафы ПА КВЛ будут переведены на работу от вторичных цепей ТН КВЛ и будут введены в работу функции «АОПН отключенного конца»;
- на шкафу АУВ произведены работы по проверке правильности работы функций синхронизации;
- произведена проверка правильности отображения величины напряжения КВЛ на мнемокадрах в АСУ ТП ПС.

7.3 Реконструкция ДЗШ-220 кВ

На ПС 500 кВ Тамань установлены два комплекта ДЗШ-220 кВ производства НПП «ЭКРА» типа ШЭ2607 061. Тип установленных терминалов в комплектах ДЗШ БЭ2704V061. В каждом комплекте установлено по три терминала – выполнена по-фазная схема. В целях реконструкции заменить данные терминалы на терминалы типа ШЭ2607V065.

Реконструкция комплектов ДЗШ будет производиться поочередно.

Для начала будет выведен из работы один комплект. В данном комплекте будут разобраны на клеммном ряду выходные цепи, действующие на отключения присоединений СШ 220 кВ. Для исключения возможного ложного действия на отключения при производстве монтажных работ в шкафу ДЗШ путем перемыкания клемм клеммного ряда, со стороны шкафов АУВ (автоматика управления выключателем) данные цепи от ДЗШ будут также разобраны на клеммном ряду на время производства работ.

В комплекте ДЗШ так же на клеммном ряду будут разобраны приемные цепи от комплектов АУВ присоединений 220 кВ. В данные цепи входят:

- цепи отключения от УРОВ – воздействие на отключение присоединений шин при срабатывании данной функции в шкафах АУВ;

- контроль положение выключателя – контроль производится по состоянию контакта реле РПО в шкафах АУВ присоединений;

Цепи тока для безопасности выполнения работ и исключения возможного поражения высоким напряжением персонала, будут выкорочены на клеммном ряду в шкафах зажимов ТТ (трансформаторов тока), которые расположены на ОРУ-220 в месте установки ТТ.

Также, для дополнительной безопасности, в цепях тока на клеммном ряду комплекта ДЗШ будут установлены перемычки и клеммник будет разобран.

Оперативные цепи будут отключены автоматами в ШРОТах (шкаф распределения оперативного тока). Цепи сигнализации и АСУ ТП будут разобраны на клеммном ряду шкафа ДЗШ.

После будет произведена работа по замене терминалов и выполнение нового монтажа внутри шкафа. Монтаж будет выполняться гибким многожильным медным проводником сечением 0,75 мм. Для выполнения данных работ может быть применен провод марки МГШВ 0,75 кв.мм. или ему идентичный. Так как количество контролируемых присоединений будет увеличено, будут установлены дополнительные промежуточные реле, токовые блоки, ключи переключения. Монтаж цепей тока будет выполняться гибким многожильным проводником сечением не менее 2,5 кв.мм.

По завершении монтажных работ будут произведены работы по наладке комплекта ДЗШ. Объем выполняемых работ будет в себя включать [21]:

- проверка целостности и прочности изоляции смонтированных цепей;
- выверка на соответствие схемы рабочей документации выполненному монтажу шкафа;
- будет произведена наладка вновь установленных терминалов согласно заданию системного оператора;
- сборка и опробование выходных цепей комплекта ДЗШ с действием на коммутационные аппараты присоединений СШ 220 кВ;
- сборка и опробование цепей сигнализации и АСУ ТП;

- будет произведена проверка цепей тока и напряжения комплекта ДЗШ от постороннего источника. В данном случае будет применяться испытательная установка Ретом-51/61 производства НПП Динамика г. Чебоксары;
- после этого будет произведено подключение комплекта ДЗШ в действующие цепи тока и напряжения для проведения прогрузки рабочими токами и напряжениями. При проведении прогрузки необходимо обратить внимание на поведение терминалов при не симметрии токов, отсутствие ложного срабатывания при оперировании крышками блоков цепей тока. Правильный расчет тока небаланса при оперативной фиксации присоединений за секциями шин оперативными ключами ДЗШ.

При успешном результате проведения испытаний комплект ДЗШ может быть введен в работу.

Помимо работ по наладке комплекта ДЗШ в АСУ ТП ПС будут внесены изменения, в связи с изменением типов терминалов. Будет изменен состав сигналов, опрашиваемых АСУ ТП с терминалов комплекта. Изменяются мнемокадры шкафов в АСУ ТП в связи с изменением количества переключающих оперативных элементов на комплекте.

После этого идентичный объем работ будет производиться со вторым комплектом ДЗШ.

Организационные моменты перед началом выполнения работ по реконструкции комплектов ДЗШ [21]:

- наличие утвержденной главным инженером предприятия рабочей документации по реконструкции комплектов ДЗШ;
- составление рабочей программы по выполнению этапов работ по реконструкции. Программы включают в себя указания и меры по безопасному выполнению работы. В них указана строгая очередность по выполнению определенных видов работ, включая разборку клеммных рядов, проверку отсутствия обходных мостов и перемычек на клеммном ряду, выполнение работ по демонтажу, монтажу и наладке терминалов,

сборка и опробование выходных и приемных цепей, проведение прогрузки рабочим током.

Ввод в работу исправного комплекта ДЗШ производится по разработанному бланку переключений оперативным персоналом.

7.4 Изменение логики АВР-0,4 кВ

Изменение логики АВР-0,4 кВ необходимо в связи с изменением первичной схемы трансформатора плавки гололеда Т-4. В нормальном режиме отключен выключатель В-220 Т-4 и В-10 Т-4. Поэтому шина ЗС 0,4 кВ, которая является источником резервного напряжения, в нормальной схеме теперь обесточена.

Схемы управления выключателями 220 кВ от УРЗА 0,4 кВ в логике АВР не предусмотрены и на практике не применяются.

В данной ситуации резервирование потребителей обесточенной секции 0,4 кВ будет производиться от находящейся под напряжением секции 0,4 кВ через секцию ЗС 0,4 кВ.

Объем и очередность работ по изменению логики АВР 0,4 кВ.

Работа логик АВР и ВНР на ЩСН-0,4 кВ представляет собой совокупную работу нескольких микропроцессорных контроллеров, обменивающихся между собой дискретными сигналами состояния контролируемого выключателя и наличия напряжения на контролируемом участке. Изменение алгоритма логики АВР и ВНР заключается в изменении программного обеспечения контроллеров управления.

Для этого необходимо разработать структурную схему логики, включающую в себя условия включения секционных выключателей САВ 1-3 и САВ 2-3. Предусмотреть блокировки, при которых работы АВР запрещена. В данном случае, это срабатывание защит выключателей 0,4 кВ, свидетельствующее о том, что на отключенной секции авария и подавать на нее напряжение запрещено.

Предусмотреть логику ВНР (восстановление нормального режима). Условия запуска логика будут включать в себя контроль наличия симметричного напряжения на вводе 0,4 кВ длительное время, допустим секунд 10-15. После запуска логики ВНР будет производиться отключение секционного выключателя и, с контролем его отключенного состояния, будет производиться включение вводного выключателя 0,4 кВ.

Разработанные логические схемы АВР передаются в НПП ЭКРА. Данное предприятие является разработчиком установленных на ПС 500 кВ Тамань шкафов ЩСН-0,4 кВ. На данном предприятии производится компиляции логической схем в программное обеспечение, которое будет записано в контроллеры управления автоматическими выключателями ЩСН-0,4.

После обновления ПО контроллеров управления необходимо произвести опробование схемы АВР-0,4 кВ в натуре.

Для этого обесточивается одна из секций 0,4 кВ. К контроллерам управления схемой АВР от испытательных установок подводится симметричное трехфазное напряжение 380 В. Данные установки будут имитировать наличие или отсутствие напряжения на вводе 0,4 кВ и на резервной секции 3С 0,4.

Имитируя исчезновение напряжения на вводе 0,4 кВ, контролируется отключение вводного выключателя 0,4 кВ, включение секционных выключателей САВ 1-3 и САВ 2-3. При этом при включении секционных выключателей от испытательной установки необходимо подать напряжение на контроллер, для подтверждения наличия напряжения на секции 3 С 0,4 кВ и отключенной секции 1 С (2С) 0,4 кВ.

Далее на контроллер вводного выключателя подается симметричное напряжение 380 В. После чего контролируется работа логики ВНР, при которой произойдет отключение секционных выключателей и включение вводного выключателя.

По завершению производится анализ работы логик АВР и ВНР. Проверяется индикация информации в АСУ ТП ПС и на ЩСН-0,4 кВ. При необходимости испытания повторяются.

Имитация отсутствие и наличие напряжения на контроллерах управления выключателями ЩСН-0,4 кВ выполняется с помощью двух установок Ретом-61. От установки №1 напряжение подается на контроллер вводного выключателя, от установки №2 – на контроллер выключателей САВ 1-3 и САВ 2-3. Пуск установки №2 производит от установки №1. На установках Ретом задается цикл работы с выдачей и отсутствием напряжения в определенные периоды времени от начала их запуска. Время циклов соответствуют временам срабатывания логики АВР и ВНР. Блок-контакты выключателей ЩСН-0,4 кВ подключаются к дискретным входам испытательных установок Ретом. Это позволит записать осциллограммы циклов с фиксацией моментов отключения и включения выключателей для последующего анализа правильности работы заложенной логики.

Выводы к разделу 7

При выполнении работ по реконструкции ПС, при которых требуется отключение первичного оборудования, необходимо определить этапы работ, которые могут быть выполнены без отключения. Это позволит снизить время вывода из работы основного оборудования и сохранить надежность энергоузла.

Перед включением новых устройств РЗА в работу производится комплексное опробование связей между действующим и вновь установленными устройствами РЗА. А так же производится опробование воздействия на коммутационное оборудование.

Перед новым включением вновь установленного оборудования для выявления возможных ошибок при монтаже и сборке вторичных цепей тока и напряжения, необходимо производить проверку от постороннего источника питания. Данным источником может служить испытательная установка, а для проверки токовых цепей трансформатора или автотрансформатора – источником напряжения может служить дизель-генератор или ТСН.

Каждое новое включение сопровождается опробованием оборудования рабочими током и напряжением. При этом производятся замеры на всех новых

устройствах РЗА. Полученные результаты анализируются, а при необходимости, сравниваются относительно замеров на действующем оборудовании. При проведении проверки необходимо учесть, что нагрузка на первичном оборудовании должна быть достаточной, что бы возможно было провести полноценные замеры во всех цепях тока, независимо от коэффициента трансформации трансформаторов тока.

Первые 72 часа после включения в работу необходимо производить тепловизионный контроль за силовым оборудованием на момент выявления возможных мест нагрева деталей и конструкций выше допустимого предела.

Заключение

Задачей выполнения данной работы было определить объемы реконструкции и модернизации объекта для повышения его надежности и эффективности. Для этого необходимо было провести исследование объекта для выявления слабых мест. Под понятием «слабые места» подразумевается какое-либо оборудование ПС, его конструкции, элементы вторичных цепей, которые стоит заменить либо доработать. Так, изучив и проанализировав текущее состояние объекта и его задачи в энергосистеме, были приняты решения по модернизации определенного оборудования. Так же в ходе выполнения работы были проведены расчеты токов коротких замыканий для проверки и расчета уставок устройств РЗА. Хочется так же пояснить, что выбранные уставки являются ориентировочными и необходимы для оценки возможности и эффективности использования применяемых микропроцессорных шкафов РЗА. Более точный расчет уставок должен быть произведен группой расчета системного оператора после определения токов коротких замыканий на узлах энергообъекта с учетом всех возможных режим работы и динамической устойчивости системы в данном узле электрической схемы. Была проведена проверка и оценка эффективности молниезащиты объекта, по результатам которой можно сделать вывод, что в данном вопросе реконструкции объекта не требуется. Далее были разработаны технологические процессы по реконструкции объекта. В объем этих процессов были включены мероприятия по безопасному выполнению работ. Планирование работ производилось таким образом, что бы минимизировать время вывода из работы основного оборудования. Это необходимо для повышения надежности узла энергосистемы.

Для выполнения поставленных задач в данной работе, применялись рекомендации и указания руководящих документов и стандартов Федеральной Сетевой Компании Единой Энергетической сети.

Таким образом, все задачи решены, и поставленная цель ВКР достигнута.

Список используемых источников

1. АО ВО «Электроаппарат» город Санкт-Петербург. URL: <https://elektroapparat.ru/products/>. (дата обращения 23.04.2022).
2. ЗАО «Завод электротехнического оборудования» г. Великие Луки. URL: <https://zeto.ru/>. (дата обращения 23.04.2022).
3. Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И. Схемы электрических соединений подстанций: учебное пособие. 2-е изд., стер. Москва : Флинта, Изд-во Урал. ун-та, 2017. 100 с. – ISBN 978-5-9765-3134-5. URL: <https://new.znaniium.com/catalog/product/947712> (дата обращения: 04.04.2022).
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. – ISBN 978-5-383-00958-1. URL: <http://www.studentlibrary.ru/book/> ISBN 9785383012703 (дата обращения: 06.04.2022).
5. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции: учебное пособие. Оренбург : Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. 111 с. – ISBN 978-5-7410-1542-1. URL: <http://www.iprbookshop.ru/69935.html>. (дата обращения: 04.04.2022).
7. ОАО «Раменский Электротехнический завод «Энергия» г. Раменское. URL: <https://www.ramenergy.ru/>. (дата обращения 23.04.2022).
8. ОАО «Тольяттинский трансформатор»: URL: <https://www.transformator.com.ru/>. (дата обращения 23.04.2022).
9. ОАО «Электроприбор» г. Чебоксары. . URL: <https://www.elpribor.ru>. (дата обращения 23.04.2022).
10. ООО Инженерный центр «Энергосервис» г.Архангельск. URL: <https://www.enip2.ru/>. (дата обращения 23.04.2022).
11. ООО «Элтера» г.Чебоксары. URL: <https://www.eltera.pro/>. (дата обращения 23.04.2022).

12. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учебное пособие. Москва : ИД «Форум» ИНФРА-М 2022. 416 с. URL: <https://znanium.com/read?id=386067> (дата обращения: 04.04.2022).

13. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок / Минтруд России, Москва. 139 с. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_372952/ (дата обращения: 20.04.2022).

14. Производственное объединение «GE Grid Solutions». URL: <https://www.gegridsolutions.com/index.htm/>. (дата обращения 23.04.2022).

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

16. Рожкова, Л.Д., Корнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. 2-е изд., стер. Москва : Издательский центр «Академия», 2005. 448 с. URL: <http://library.nuft.edu.ua/ebook/file/rojkoval.pdf> (дата обращения: 05.04.2022).

17. Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.043 РЭ. Микропроцессорные шкафы противоаварийной автоматики серии ШЭЭ 223 хххх. ООО НПП ЭКРА.

18. Руководство по эксплуатации. Шкаф основной защиты автотрансформатора с высшим напряжением 330 кВ и выше типа ШЭ2710 542. ООО НПП «ЭКРА».

19. Руководство по эксплуатации. Шкаф резервной защиты автотрансформатора типа ШЭ2710 542. ООО НПП «ЭКРА».

20. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. URL: <https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf> (обращение 29.12.2021).

21. 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

22. 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».

23. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». СТО 56947007-29.120.40.262-2018. Руководство по проектированию систем оперативного постоянного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС. Типовые проектные решения. URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.120.40.262-2018_izm1.pdf (дата обращения 18.04.2022).

24. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.10.248-2017_.pdf (дата обращения 18.04.2022).

25. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». СТО 56947007-29.240.40.263-2018. Системы собственных нужд подстанций. Типовые решения. URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.40.263-2018.pdf (дата обращения 10.05.2022).

26. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». СТО 56947007-29.240.01.221-2016. Руководство по защите электрических сетей напряжением 110-750 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.01.221-2016.pdf (дата обращения 04.05.2022).

27. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения. URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf> (дата обращения 18.04.2022).

Приложение А

Параметры элементов сети 500 кВ

Таблица А.1 – Параметры элементов сети для расчета токов короткого замыкания

Блок №1 Ростовской АЭС					
	$P_{НОМ}$	$S_{НОМ}$	$\cos\varphi$	$U_{НОМ}$	X''_d
Г-1	1000 Вт	1111 МВА	0,9	24 кВ	31,8 %
	$S_{НОМ}$	$U_{НОМ ВН}$	$U_{НОМ НН}$	$U_{К ВН}$	
Т-1	630 МВА	525 кВ	24 кВ	14,2 %	
Т-2	630 МВА	525 кВ	24 кВ	14,2 %	
Блок №2 Ростовской АЭС					
	$P_{НОМ}$	$S_{НОМ}$	$\cos\varphi$	$U_{НОМ}$	X''_d
Г-2	1000 Вт	1111 МВА	0,9	24 кВ	31,8 %
	$S_{НОМ}$	$U_{НОМ ВН}$	$U_{НОМ НН}$	$U_{К ВН}$	
Т-3	630 МВА	525 кВ	24 кВ	14,5 %	
Т-4	630 МВА	525 кВ	24 кВ	14,4 %	
Блок №3 Ростовской АЭС					
	$P_{НОМ}$	$S_{НОМ}$	$\cos\varphi$	$U_{НОМ}$	X''_d
Г-3	1100 Вт	1222 МВА	0,9	24 кВ	35,0 %
	$S_{НОМ}$	$U_{НОМ ВН}$	$U_{НОМ НН}$	$U_{К ВН}$	
Т-5	630 МВА	525 кВ	24 кВ	14,81 %	
Т-6	630 МВА	525 кВ	24 кВ	14,73 %	
Блок №4 Ростовской АЭС					
	$P_{НОМ}$	$S_{НОМ}$	$\cos\varphi$	$U_{НОМ}$	X''_d
Г-4	1100 Вт	1222 МВА	0,9	24 кВ	35,0 %
	$S_{НОМ}$	$U_{НОМ ВН}$	$U_{НОМ НН}$	$U_{К ВН}$	
Т-7	630 МВА	525 кВ	24 кВ	14,19 %	
Т-8	630 МВА	525 кВ	24 кВ	14,09 %	
Блок №7 Ставропольская ГРЭС					
	$P_{НОМ}$	$S_{НОМ}$	$\cos\varphi$	$U_{НОМ}$	X''_d
ТГ-7	305 Вт	358,8 МВА	0,85	20 кВ	0,195
	$S_{НОМ}$	$U_{НОМ ВН}$	$U_{НОМ НН}$	$U_{К ВН}$	
Т-507	400 МВА	525 кВ	20 кВ	12,9 %	
Блок №8 Ставропольская ГРЭС					
	$P_{НОМ}$	$S_{НОМ}$	$\cos\varphi$	$U_{НОМ}$	X''_d
ТГ-8	305 Вт	358,8 МВА	0,85	20 кВ	0,195
	$S_{НОМ}$	$U_{НОМ ВН}$	$U_{НОМ НН}$	$U_{К ВН}$	
Т-508	400 МВА	525 кВ	20 кВ	12,8 %	

Таблица А.2 – Параметры линий 500 кВ

L, км.	X_1 , Ом/км	R_1 , Ом/км	X_0 , Ом/км	R_0 , Ом/км
ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – ПС Ростовская				
285,82	0,88	0,094	2,315	0,514
ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Шахты				
211,4	0,6312	0,0621	2,0221	0,375

Продолжение Приложения А
Продолжение таблицы А.2

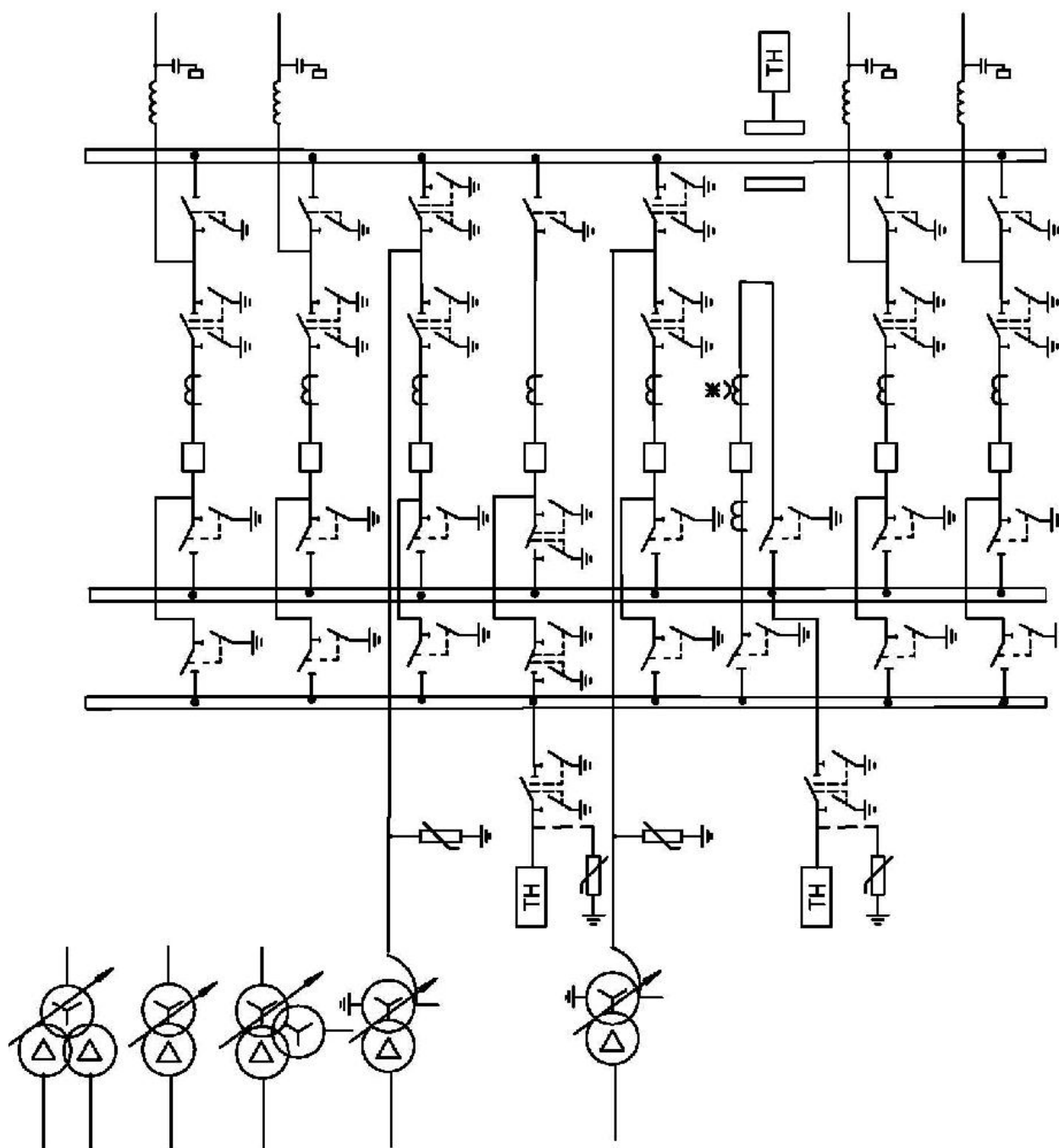
L, км.	X ₁ , Ом/км	R ₁ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	R ₀ , Ом/км
ВЛ 500 кВ Шахты – Ростовская				
86,1	0,272	0,03	87,1	9,55
ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань				
504,8	0,3	0,003	0,97	0,18
ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецкая 1ц.				
336,51	0,3035	0,0297	0,9191	0,1805
ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецкая 2ц.				
336,51	0,3035	0,0297	0,9191	0,1805
ВЛ 500 кВ Тихорецкая – Кубанская				
285,6	0,303	0,034	0,78	0,19
ВЛ 500 кВ Кубанская – Тамань				
125,8	0,3	0,03	0,92	0,18
ВЛ 500 кВ СтГРЭС – Тихорецкая				
169,8	0,503	0,043	1,8792	0,435
ВЛ 500 кВ СтГРЭС – Центральная				
196,6	0,5926	0,0406	1,9037	0,354
ВЛ 500 кВ Центральная – Кубанская				
147,7	0,31	0,035	0,91	0,18

Приложение В

Типовая схема ОРУ-220

Схема №220-13Н

Две рабочие и обходная системы шин.



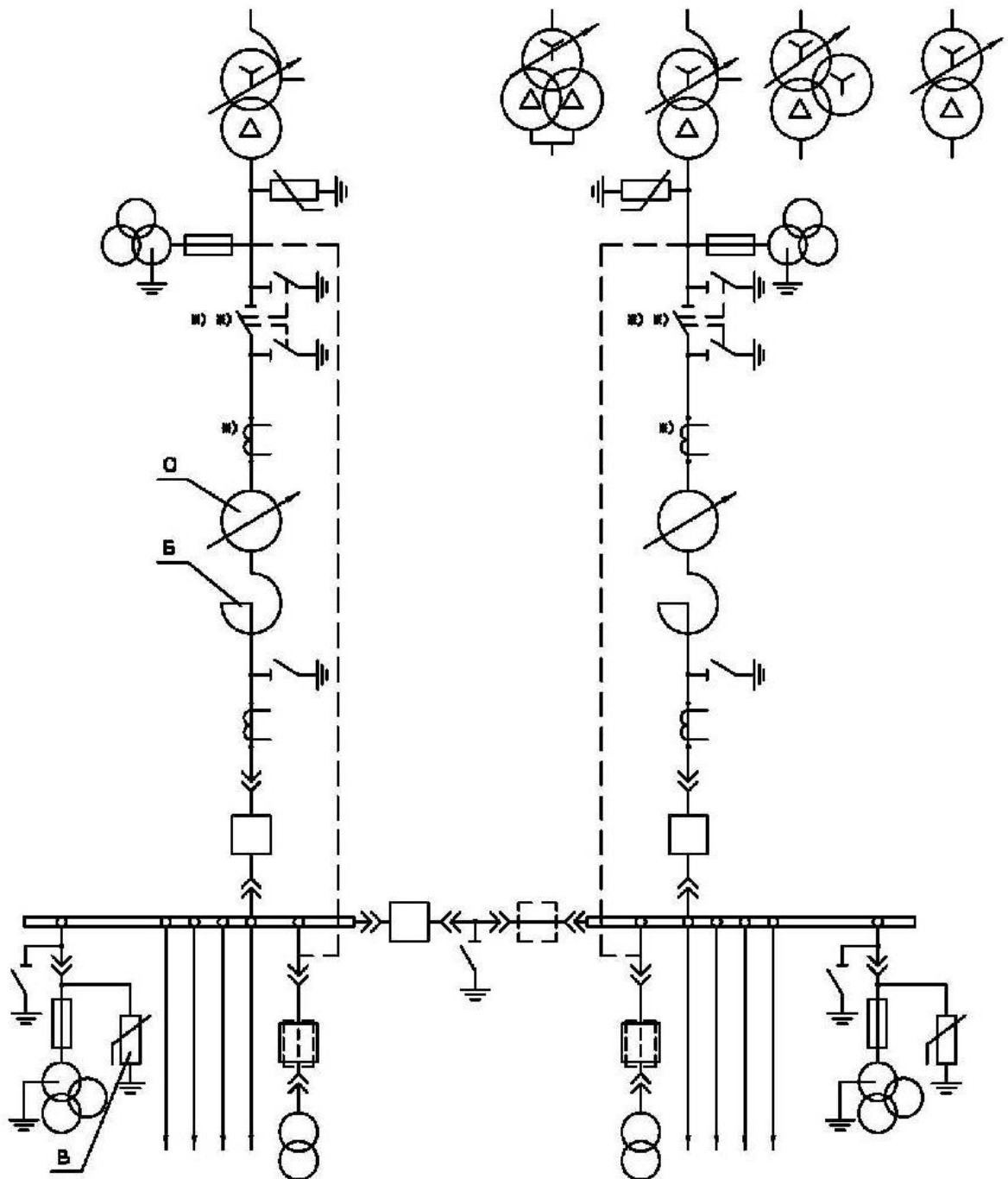
Необходимость установки ОПН на шинах и ТТ *) уточняется при конкретном проектировании.

Приложение Г

Типовая схема ЗРУ-10 кВ

Схема № 10(6)-1

Одна, секционированная выключателями, система шин.



Приложение Д

Схемы замещения расчета токов короткого замыкания

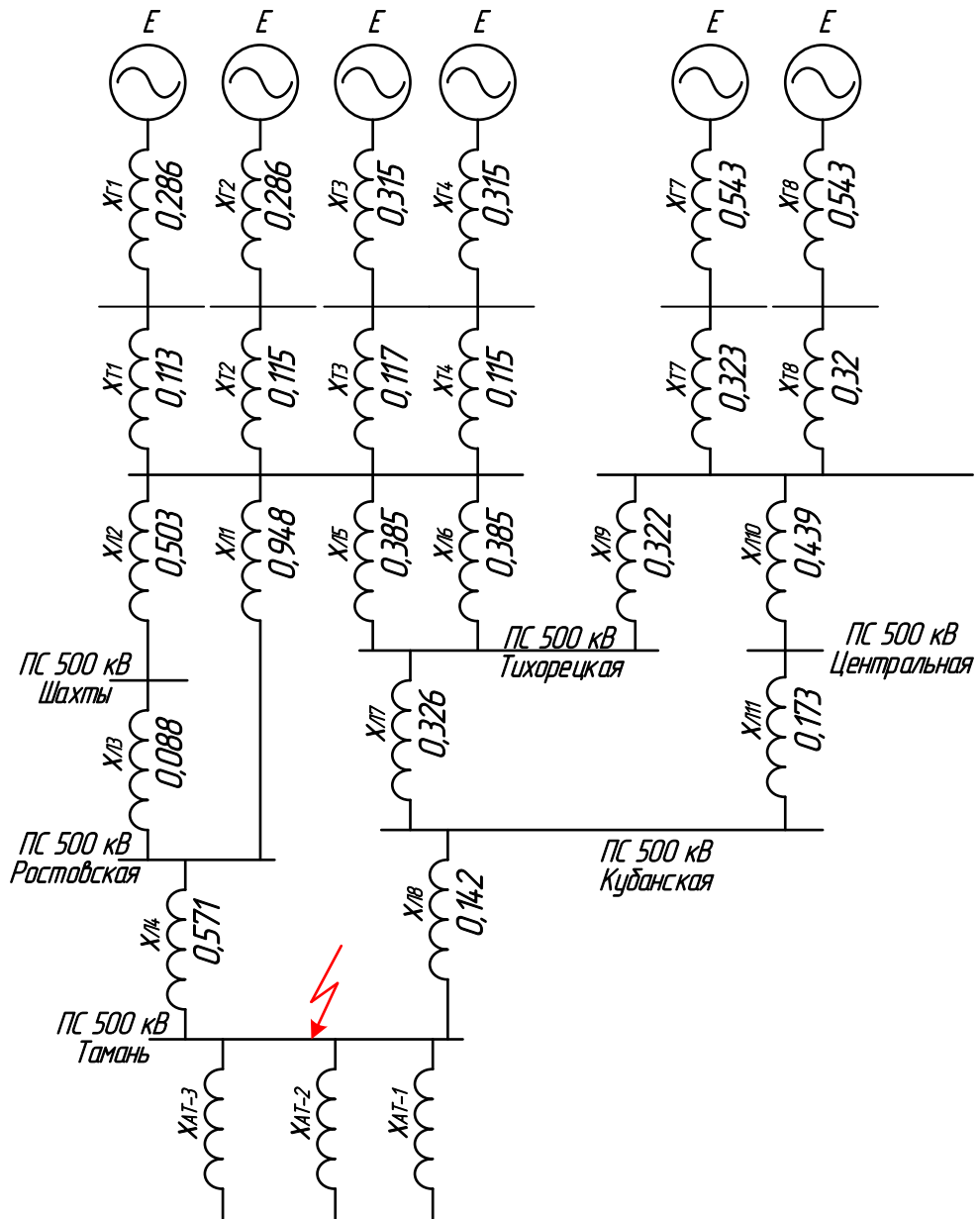


Рисунок Д.1 – Эквивалентная схема замещения сети 500 кВ

Продолжение Приложения Д

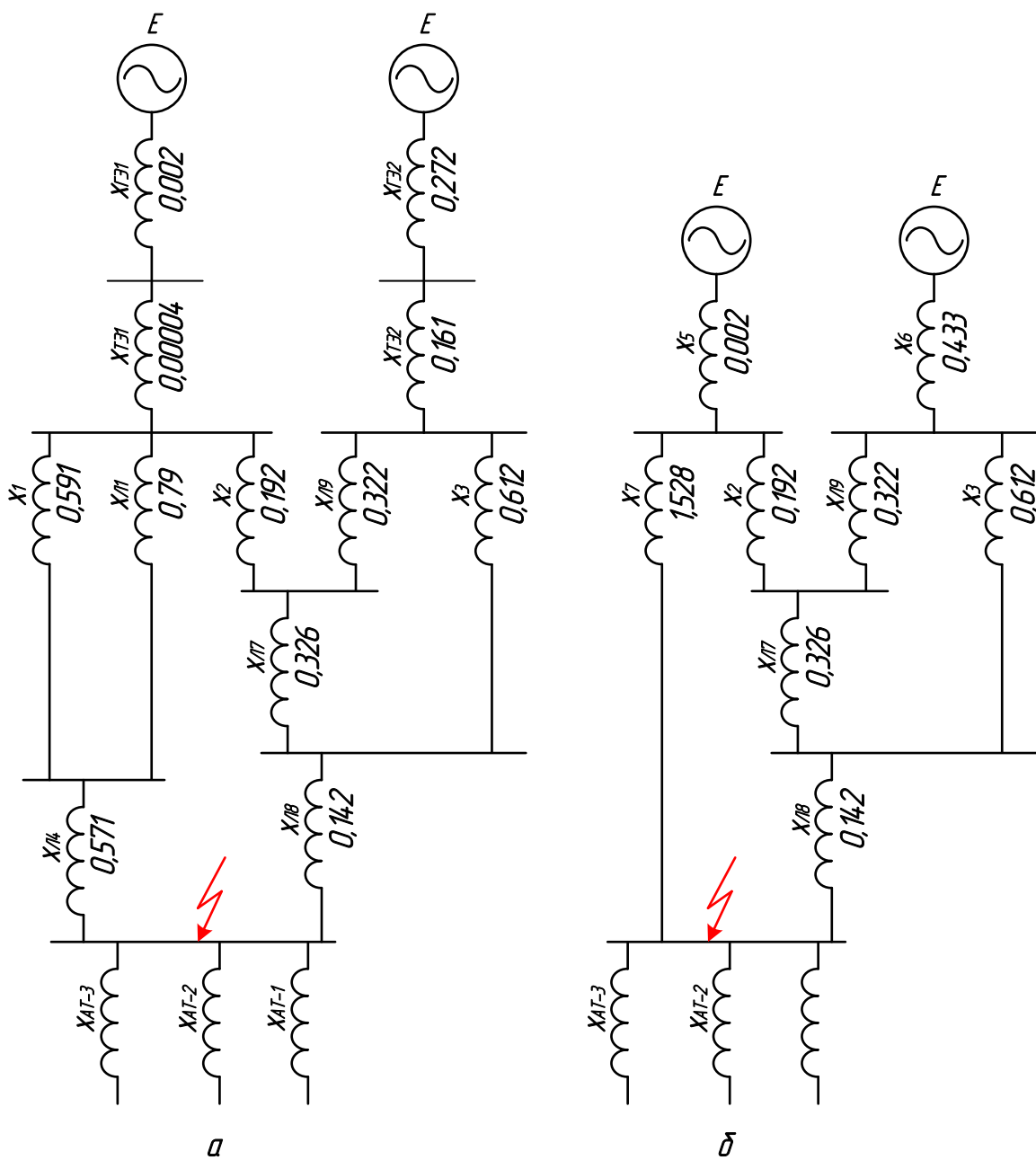


Рисунок Д.2.а и Д.2.б – Преобразование схемы замещения

Продолжение Приложения Д

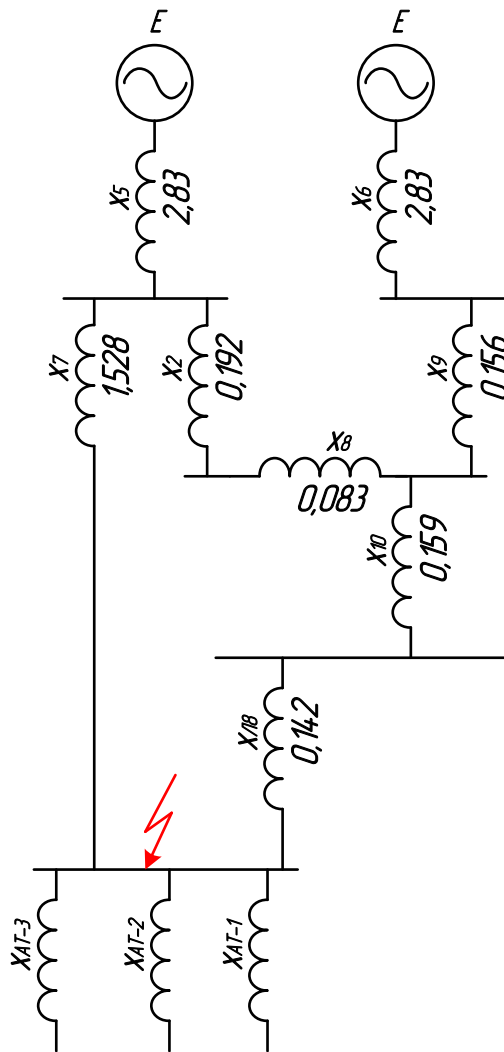


Рисунок Д.3 – Преобразование участка $X_{Л9}$, $X_{Л7}$, X_3 в звезду

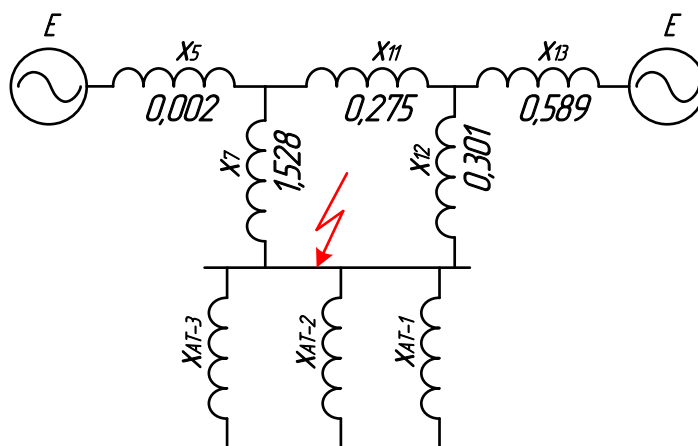


Рисунок Д.4 – Результат преобразования X_2 и X_8 , X_{10} и $X_{Л8}$, X_6 и X_9

Продолжение Приложения Д

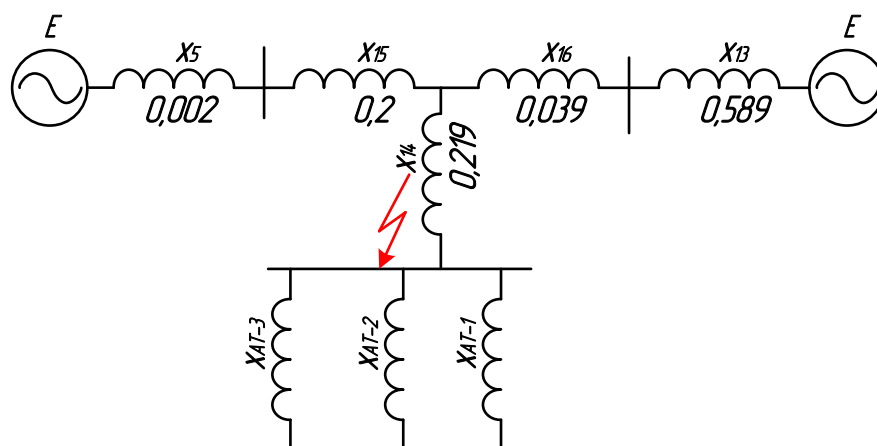


Рисунок Д.5 – Результат преобразования X_{L7} , X_{L11} , X_{12}

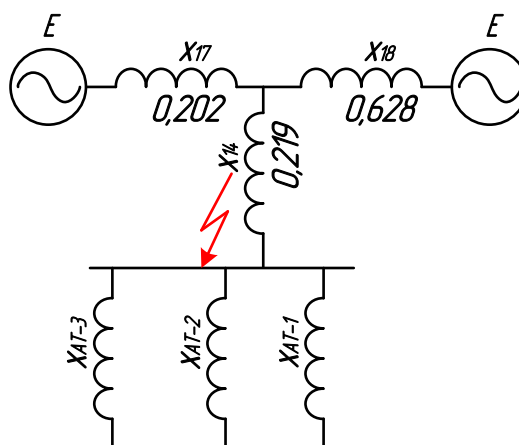


Рисунок Д.6 – Результат преобразования элементов X_5 и X_{15} , X_{16} и X_{13}

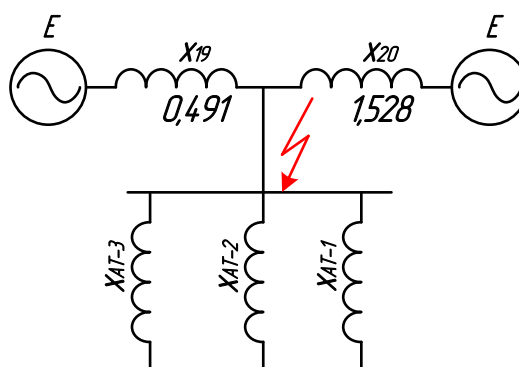


Рисунок Д.7 – Результат преобразования X_{17} , X_{18} , X_{14}

Приложение Е

Расчет параметров зоны молниезащиты ПС 500 кВ Тамань

Таблица Е.1 – Расчет параметров зоны молниезащиты

№ мачты	Расстояние между молниеотводами, м.	h_0 , м.	r_0 , м.	r_{x220} , м.	r_{x500} , м.	h_{min} , м.	$r_{cx1/220}$, м.	$r_{cx1/500}$, м.
№1-№5	102	37,03	60,38	32,33	31,50	28,39	24,22	23,15
№5-№10	102,9	37,03	60,38	32,33	31,50	28,26	24,05	22,99
№10-№16	73,2	37,03	60,38	32,33	31,50	32,42	28,71	27,78
№16-№24	116,4	37,03	60,38	32,33	31,50	26,37	21,45	20,31
№24-№29	82,5	37,03	60,38	32,33	31,50	31,12	27,39	26,42
№29-№54	110	37,03	60,38	32,33	31,50	27,27	22,73	21,62
№54-№56	30	34,52	56,28	28,23	27,41	35,57	29,38	28,59
№56-№36	91,8	37,03	60,38	32,33	31,50	29,81	25,95	24,94
№36-№53	71,3	37,03	60,38	32,33	31,50	32,68	28,97	28,05
№53-№32	72,4	37,03	60,38	32,33	31,50	32,53	28,82	27,89
№32-№33	93	37,03	60,38	32,33	31,50	29,65	25,75	24,73
№33-№37	80	37,03	60,38	32,33	31,50	31,47	27,76	26,80
№37-№34	74,7	37,03	60,38	32,33	31,50	32,21	28,51	27,57
№34-№35	80,1	37,03	60,38	32,33	31,50	31,45	27,74	26,78
№35-№23	97,8	37,03	60,38	32,33	31,50	28,97	24,95	23,91
№23-№15	123	37,03	60,38	32,33	31,50	25,45	20,04	18,85
№15-№4	74,5	37,03	60,38	32,33	31,50	32,24	28,53	27,60
№4-№3	91	37,03	60,38	32,33	31,50	29,93	26,08	25,07
№3-№2	95	37,03	60,38	32,33	31,50	29,37	25,42	24,39
№2-№43	90	37,03	60,38	32,33	31,50	30,07	26,24	25,23
№43-№42	36	28,06	45,75	17,70	16,88	27,29	17,25	16,41
№42-№41	36	28,06	45,75	17,70	16,88	27,29	17,25	16,41
№41-№40	36	28,06	45,75	17,70	16,88	27,29	17,25	16,41
№40-№39	30	28,06	45,75	17,70	16,88	28,13	18,10	17,29
№39-№38	36	28,06	45,75	17,70	16,88	27,29	17,25	16,41
№38-№1	80,5	37,03	60,38	32,33	31,50	31,40	27,68	26,72