

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

Факультет: энергетический

Кафедра: энергетики

Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) программы «Релейная защита и автоматика электро-
энергетических систем»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«___» _____ 201_ г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Реконструкция релейной защиты и автоматики воздушной линии
напряжением 110 кВ Береговая 1 – Смоляниново – Тяга в связи с под-
ключением подстанции Садовая в Приморском крае

Исполнитель

студент гр. 242065

А.Е. Павлов

Руководитель

профессор, доктор техн. наук

Н.В. Савина

Руководитель

магистерской программы

ст. преподаватель

И.Г. Подгурская

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

А.Н. Козлов

Рецензент

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

«__» _____ 2016 г.

ЗАДАНИЕ

К магистерской диссертации студента Павлова Алексея Евгеньевича.

1. Тема магистерской диссертации: Реконструкция релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 110 кВ Береговая 1 – Смоляниново – Тяга в связи с подключением подстанции Садовая в Приморском крае

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной диссертации _____

3. Исходные данные к магистерской диссертации: материалы преддипломной практики

4. Содержание магистерской диссертации (перечень подлежащих разработке вопросов):

5. Перечень материалов приложения (листы): _____

6. Консультанты по диссертации (с указанием относящихся к ним разделов):

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель магистерской диссертации: Савина Наталья Викторовна, д.т.н., профессор.

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

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

РЕЦЕНЗИЯ

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Направление подготовки _____

Направленность (профиль) программы _____

Тема выпускной квалификационной работы _____

1. Соответствиесодержанию работы (проекта) заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не надлежащие отражения в работе (проекте) _____

Материалы представленные в работе (проекте), непосредственно связанные с темой и направленностью _____

2. Достоинства работы (проекта) _____

3. Недостатки работы (проекта) _____

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 61 с., 7 рисунков, 28 таблиц, 2 приложения, 9 источников.

КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ТОК, ЗАЩИТА, ОТСЕЧКА, УСТАВКА, РЕЛЕ, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ, ВЫДЕРЖКА ВРЕМЕНИ

Целью дипломного проекта является разработка варианта реконструкции релейной защиты и автоматики ВЛ – 110 кВ, в связи с подключением новой ПС.

В дипломном проекте выполнено обоснование строительства новой ПС. Произведен расчет рабочих токов и токов КЗ. Произведен выбор и проверка основного электрооборудования на ПС: выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжения, гибкие и жесткие шины, опорные и проходные изоляторы. Произведена реконструкция релейной защиты и автоматики на ВЛ – 110 кВ, выполненная на микропроцессорной базе. Успешно отстроена с первую по третью ступень дистанционная защита, рассчитаны уставки срабатывания первой, третьей ступени ТНЗНП, отстроена МТЗ линии “Береговая – 1 – Садовая – Смоляниново - тяговая”. На линии принято к установке АПВ однократного действия, на каждой ПС. Дано техническое экономическое обоснование целесообразности реконструкции устройств РЗА ВЛ – 110 кВ, выполненное на основе отечественных микропроцессорных терминалов ШЭ2607-011011.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Общая характеристика района электрических сетей	10
2 Расчет токов короткого замыкания	12
3 Выбор главной схемы подстанции	17
4 Расчет токов короткого замыкания на шинах подстанции и токов необходимых для выбора оборудования	19
5 Выбор и проверка электрических аппаратов и токоведущих частей	20
5.1 Выбор и проверка выключателей и разъединителей	20
5.2 Выбор и проверка трансформаторов тока РУ 110 кВ	20
5.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения РУ 110кВ	26
5.4 Выбор КРУ 10 кВ	28
5.5 Выбор ОПН	33
5.6 Выбор оперативного тока	34
5.7 Выбор трансформаторов собственных нужд	35
5.8 Выбор аккумуляторных батарей	36
5.9 Выбор и проверка гибких шин ОРУ 110 кВ	36
5.10 Выбор и проверка токоведущих частей РУ 6кВ	37
5.11 Выбор и проверка изоляторов	39
6 Защита линии	41
6.1 Дистанционная защита линии	42
6.2 Токовая защита нулевой последовательности	49
6.3 Токовая отсечка для линии электропередачи с двухсторонним питанием	53
6.4 Максимальная токовая защита линии	55
7 Автоматическое повторное включение (АПВ)	57
8 Экономическое обоснование целесообразности ШЭ2607-011011	59
Заключение	60
Библиографический список	61

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

РПН - устройство регулирования под нагрузкой;

НН - низкое напряжение трансформатора или автотрансформатора;

ВН - высокое напряжение трансформатора или автотрансформатора;

СН - среднее напряжение трансформатора или автотрансформатора;

ВЛ - воздушная линия;

ОРУ - открытое распределительное устройство;

min - режим минимума;

max - режим максимума;

ЛЭП - линия электропередачи;

Uном - номинальное напряжение.

ПС – подстанция;

РУ – распределительное устройство;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

ИП – источник питания;

МТО – мгновенная токовая отсечка;

ДЗ – дистанционная защита;

ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АВР – автоматический ввод резерва;

РЗиА – релейная защита и автоматика.

ВВЕДЕНИЕ

В последние несколько лет, несмотря на экономический кризис увеличиваются выпуски конкурентно способной продукции на действующих предприятиях, стали открываться новые заводы и фабрики, а так же крупные перспективные комплексы. Одним из таких перспективных объектов является судостроительный комплекс “Звезда”, расположенный в городе Большой Камень, Приморского края. Новая верфь будет строить суда любой сложности, характеристик и назначений, в том числе ранее не выпускаемых в России по причине существующих ограничений спусковых и гидротехнических сооружений. Производство начнется уже с 2016 года после ввода в эксплуатацию основных производственных мощностей I расширенной очереди строительства. Сдача пилотного заказа запланирована на 2019 год а окончание строительства на 2024 год.

Для реализации таких масштабных задач потребуется привлечение высококвалифицированных кадров рабочих и инженерных специальностей и формирование системы подготовки и удержания персонала. После ввода в эксплуатацию на верфи будет работать около 7500 человек, накопительный итог с учетом членов семьи составит 18500 человек. Что повлечет за собой строительство трех жилых микрорайонов с суммарной мощностью ожидаемой нагрузки 25,760 МВт.

Перспективы такого развития нашли отражение в «Схеме развития Приморской энергосистемы на 2016 г. с учетом перспективы до 2020-2025 гг.» разработанной АО «ДРСК». Согласно этому плану в ближайшей перспективе намечается реконструкция, строительство и ввод в эксплуатацию ряда крупных объектов энергетического назначения.

В данном дипломном проекте рассматривается вариант реконструкции релейной защиты линии 110 кВ Береговая-1-Смоляниново-тяговая в связи с строительством и подключением к этой линии проектируемой ПС 110/6 кВ Садовая.

Необходимость строительства ПС Садовая связано с тем, что рост нагруз-

зок действующих, а так же будущих потребителей приведут к тому, что к 2024 г. существующая трансформаторная мощность ПС Береговая-2 будет исчерпана. При этом, например, в послеаварийных режимах отключения одного из автотрансформаторов в период максимума зимних нагрузок потребуются ограничение части потребителей 6 и 110 кВ. Для того что бы решить проблему подключения к сетям АО “ДРСК” объектов ТЭСЭР “Большой Камень” (жилые дома для сотрудников судостроительного комплекса “Звезда”), проектируется новая ПС 110 кВ с трансформаторной мощностью 2х40 МВА.

Строительство и подключение ПС означает необходимость замены действующих устройств РЗА. Большинство используемых в эксплуатации, в настоящее время, устройств релейной защиты – электромеханические – морально и физически устаревшие, однако микропроцессорная технология открыла новые возможности в области управления и защиты энергосистем. В первом поколении микропроцессорные устройства разрабатывались с расчетом на замену одного устаревшего устройства на новое.

Новое поколение микропроцессорных устройств уже не является чисто микропроцессорными защитами. Речь идет о новом поколении “разумных” терминалов, включающих в себя множество функций, таких как контроль, ближнее управление, дистанционная связь для организации более сложных систем управления и, конечно, защиту. Кроме того эти устройства, к примеру ШЭ2607-011011, являются информационными устройствами, осуществляющими сбор информации об энергетических параметрах линий, о месте и характере повреждений, о событиях в линии и др. Информация легко считывается и передается в системы управления.

Указанные терминалы могут использоваться как независимые устройства, так и с компьютером стандартной конфигурации. Такие функции, как дистанционное получение данных, функция автоматического управления открывают новые перспективные возможности по созданию полностью автоматизированных станций и подстанций.

Защите ВЛ 110 кВ Береговая-1-Садовая-Смоляниново-тяговая посвящен

данный дипломный проект.

Исходными данными к проекту послужили:

схема сети 220-35 кВ Приморской ЭС;

однолинейная схема ПС Береговая-1;

электрические нагрузки и уровни токов короткого замыкания в перспективе на 2024 год;

проект развития Приморской энергосистемы на 2016 г. с учетом перспективы до 2020-2024 гг.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Климатические условия района (Приморский край), в котором находится реконструируемая РЗиА линии, удовлетворяют умеренному климатическому поясу.

Климат района умеренный, муссонный. Находясь на границе самого большого в мире материка и величайшего из океанов, Приморский край постоянно испытывает на себе влияние этих двух гигантов. Решающее значение имеет не столько расположение края в довольно низких широтах умеренного пояса, сколько его положение на краю огромного материка Азии, сильно охлаждающегося зимой и подогревающегося летом.

Погоду в Приморье диктуют муссоны. Зимой территория края находится под преобладающим воздействием очень холодных и сухих воздушных масс, формирующихся в области мощного азиатского антициклона. Результирующий поток воздуха направлен с районов Китая на юго-восток, от области азиатского антициклона к области более низкого давления, располагающийся над Тихим океаном и окраинными морями. В летнее время движение воздушных масс приобретает противоположное направление. В это время юго-восточными ветрами приносятся относительно прохладный и влажный морской воздух в первой половине лета и очень влажный и теплый - во вторую его половину.

Средняя годовая температура от -1°C в северной части Сихотэ-Алиня до $+7^{\circ}\text{C}$ на побережье Хасанского района, в Находке и её окрестностях. Средняя температура августа $+17\dots+22^{\circ}\text{C}$. Самое холодное лето в крае — на побережье Татарского пролива на северо-востоке Приморья. Самое жаркое — в западных предгорьях Сихотэ-Алиня. Абсолютный максимум $+41^{\circ}\text{C}$ зарегистрирован в Пограничном районе и Кавалерово. Средняя температура января на побережье от -8°C до -14°C . Ветра, особенно на островах и вершинах полуостровов, понижают эффективную (ощущаемую) температуру воздуха. Поэтому зима во Владивостоке воспринимается как более холодная, нежели в Артёме и Партизанске. В материковых районах температура января составля-

ет $-14\dots-23$ °С. Самая тёплая зима на юге Хасанского района и в окрестностях г. Находка, самая холодная - в горных районах центральной и северной части края. Абсолютный минимум - $48,8$ °С, зарегистрированный в Красноармейском районе в с. Мельничное, связан с температурной инверсией в межгорной котловине. Самые холодные месяцы: декабрь, январь и февраль. Самые тёплые - июнь, июль и август в континентальных районах; июль, август и сентябрь на побережье.

Осадков 550-920 мм в год. Зимой в связи с интенсивным прогревом холодных воздушных масс, спускающихся с гор в море, влажность воздуха на побережье ниже, чем в глубине территории. Летом, наоборот, из-за тихоокеанского муссона влажность на побережье выше, чем в континентальных районах.

Район гололедности – IV.

Нормативная толщина стенки гололёда для высоты 10 м равна 15 мм.

2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В электрической системе наиболее распространенными из всего многообразия электромагнитных переходных процессов являются процессы, вызванные короткими замыканиями в системе, а также повторным включением и отключением короткозамкнутой цепи.

Коротким замыканием называют всякое, не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в системах с заземленными нейтралами – также замыкание одной или нескольких фаз на землю. При возникновении короткого замыкания в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в отдельных ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. В свою очередь это вызывает снижение напряжения в системе, которое особенно велико вблизи места короткого замыкания. При задержке отключения короткого замыкания сверх допустимой продолжительности может произойти нарушение устойчивости электрической системы, что является в сущности одним из наиболее опасных последствий короткого замыкания, так как оно отражается на работе всей системы.

При проектировании и эксплуатации электрических установок и систем для решения многих технических вопросов и задач требуется предварительно произвести ряд расчетов, среди которых заметное место занимают расчеты электромагнитных переходных процессов и, в частности, расчеты токов короткого замыкания.

Расчет токов КЗ выполняется для определения величин токов, необходимых для расчета уставок срабатывания и проверки чувствительности защит, причем, в первом случае необходимы максимальные, а во втором - минимальные значения токов, протекающих через защищаемый элемент. Исходная схема сети приведена на рисунке 1.

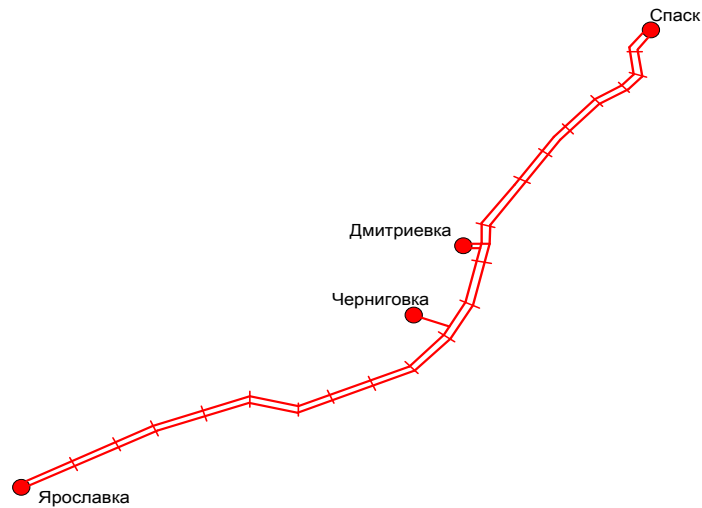


Рисунок 1 – Исходная схема

Расчет токов КЗ начинается с определения расчетных точек и режимов работы сети, при которых необходимо определять значения токов.

Расчетные точки КЗ показаны на рисунке 2.

Расчетные режимы намечаются, исходя из необходимости определения максимальных и минимальных значений токов КЗ, протекающих через защищаемый элемент.

Задачей расчета токов КЗ является определение периодической составляющей тока КЗ для начального момента возникновения замыкания ($t=0$) при трехполюсном металлическом коротком замыкании. Расчет будем вести в именованных единицах (см. рисунок 2).

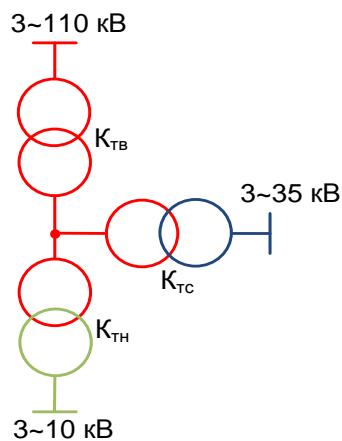


Рисунок 2 – Расчетная схема замещения

Рассчитаем токи короткого замыкания в точке К-1 на шинах ПС Береговая - 1, для этого свернем схему замещения к точке КЗ. (см рисунок 3).

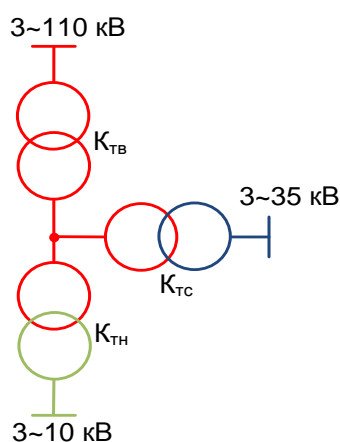


Рисунок 3 – Эквивалентная схема замещения

Рассчитаем ток однофазного КЗ нулевой последовательности, для этого составим схему замещения нулевой последовательности, рассчитаем сопротивления элементов схемы, далее найдем эквивалентные сопротивления и рассчитаем токи однофазных КЗ.(см рисунок 4)

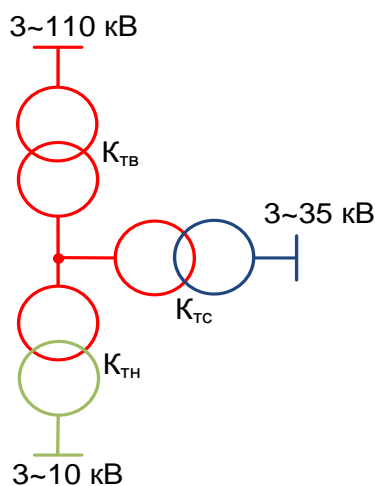


Рисунок 4 – Расчетная схема замещения нулевой последовательности

На ПС “Береговая-1” установлены два силовых трансформатора ТДТН 20000/110/35/6. На ПС “Смоляниново-тяговая” установлены два силовых трансформатора ТДТНЖ 40000/110/35/27. На ПС “Садовая” установлены два

силовых трансформатора ТДН 40000/110/6. Тогда требуется найти сопротивления обмоток трансформаторов для дальнейшего расчета токов однофазного КЗ. Исходные данные берем из каталога [7].:

Рассчитаем сопротивления обмоток второго силового трансформатора мощностью 40 МВА, установленного на ПС Садовая:

Рассчитаем сопротивления обмоток первого силового трансформатора мощностью 20 МВА:

Рассчитаем сопротивление третьего силового трансформатора мощностью 40 МВА. Рассчитаем сопротивления элементов схемы и найдем токи однофазного КЗ:

Далее эквивалентуем схему замещения к точке КЗ. (см. рисунок 5)

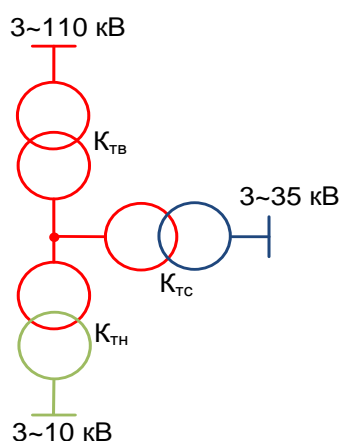


Рисунок 5 – Эквивалентная схема замещения нулевой последовательности для точки К-1.

Результаты расчета, для остальных расчетных точек приведены в приложении А.

Результаты расчета сведём в таблицу 1.

Таблица 1 – Результаты расчета токов КЗ

Параметр	Максимальный режим		Минимальный режим	
	Точка К1	Точка К2	Точка К1	Точка К2
$I_{КЗ}$	7492 А	2869 А	3197 А	2735 А
$i_{уд}$	19070 А	7303 А	-	-
$i_{ат}$	3191 А	1222 А	-	-

Полученные путем расчета токи короткого замыкания обеспечивают 10% инженерную погрешность от токов КЗ заданных в схеме и вычисленные программными средствами.

3 ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанций, так как он определяет состав элементов и связей между ними.

Выбор главной схемы электрических соединений подстанций следует производить с учетом следующих факторов:

- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- категоричность приемников электрической энергии;
- величина напряжения;
- число питающих линий и отходящих присоединений;
- уровни токов короткого замыкания.

При выборе главной схемы электрических соединений следует соблюдать следующие основные требования:

- надежность работы, с точки зрения обеспечения бесперебойного электропитания потребителей первой категории;
- экономичность принимаемого варианта; гибкость и удобство в эксплуатации;
- безопасность в обслуживании и др [4].

Тип ПС Садовая – проходная. Для подобного типа ПС 35–220 кВ, с 4 присоединениями (2ВЛ + 2 Т) допускается применять схемы «110–5Н» и «110–5АН» (схемы конфигурации «моста» см.рисунок 6) для обеспечения секционирования.

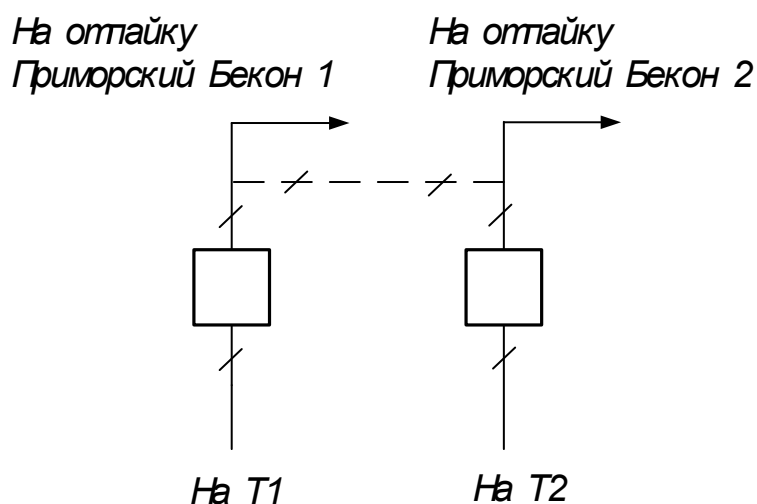


Рисунок 6 - Рассматриваемые для выбора схемы ОРУ 110 кВ.

Переключения в схеме «110–5Н» при авариях:

При аварии на одной из линий (к примеру – Л1) автоматически отключается выключатель (Q1) со стороны поврежденной линии и включается выключатель «моста» Q3. Тогда трансформатор (Т1) начинает получать питание от линии (Л2) и в итоге снабжение всех потребителей ПС продолжается. В случае аварии на одном из трансформаторов (к примеру – Т2) отключение «родного» блочного выключателя (Q2) приводит к отключению трансформатора и питающей линии (Л2). Отключение линии при повреждении трансформатора является недостатком данной схемы.

Рассмотрим схему «110–5АН»:

Особенность схемы «110–5АН» состоит в том, что при аварии в линии автоматически отключается поврежденная линия и трансформатор. При аварии на трансформаторе после автоматических переключений в работе остаются две питающие линии.

Вывод: Для ОРУ 110 кВ выбираю схему «110–5АН», поскольку в нашем случае – проходная ПС и данная схема позволяет осуществлять транзит мощности, что необходимо для транзитных ПС.

Для РУ 6кВ – одиночная секционированная выключателем система шин.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ШИНАХ ПОДСТАНЦИИ И ТОКОВ НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ВЫБОРА ОБОРУДОВАНИЯ

Схема замещения исходной ПС представлена на рисунке 7.

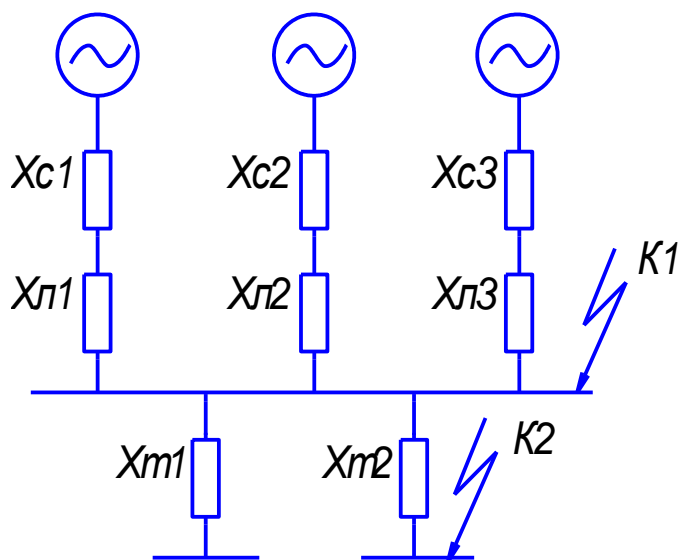


Рисунок 7 - Схема замещения ПС

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

Базисное значение мощности: $S_b = 100 \text{ МВА}$;

Базисное значение напряжения: $U_b = 115 \text{ кВ}$; $U'_b = 6,3 \text{ кВ}$.

Для того что бы найти полную передаваемую мощность, потребуется активная мощность нагрузки и . Тангенс по условиям не задан, из приказа №49 Минпромэнерго для потребителей электроэнергии 6 кВ [9].

Для выбора оборудования на стороне ВН ввиду отсутствия данных воспользуемся максимальным из возможных токов линии или трансформатора. Для выбора оборудования на стороне НН воспользуемся номинальным током нагрузки, найденным из заявленной мощности нагрузки, т.к это и будет рабочий ток шин НН .

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ

В процессе проектирования электрической части станций производится выбор следующих токоведущих частей и аппаратов:

- высоковольтных выключателей, разъединителей и другой коммутационной аппаратуры (выключателей нагрузки, короткозамыкателей, отделителей и т.п.) для всех основных цепей;
- измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- сборных шин на всех напряжениях;
- токоведущих частей (шин), связывающих основное оборудование с распределительными устройствами и основными аппаратами;
- силовых кабелей;
- устройств для защиты от перенапряжений.

Выбранные токоведущие части и электрические аппараты должны обеспечивать надёжную работу электроустановок не только в нормальном режиме, но и в аварийном. При выборе следует учитывать конкретные условия, а именно: географическое расположение электростанции, т.е. климатические условия, род установки (наружный или внутренний). В РУ 35кВ и выше целесообразно устанавливать однотипное оборудование, хотя отдельные аппараты могут отличаться своими параметрами [4].

5.1 Выбор и проверка выключателей и разъединителей

Выключатель – коммутационный электрический аппарат, предназначенный для проведения тока цепи в нормальных режимах и для отключения электроустановок при перегрузках, токах КЗ и в других аварийных режимах.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования: Надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);

Быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;

Пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
Возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше;

Легкость ревизии и осмотра контактов;

Взрыво- и пожаробезопасность;

Удобство транспортировки и эксплуатации.

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ [4].

Выбор выключателей производится по следующим параметрам:

По номинальному напряжению установки $U_{уст} U_{ном}$; (41)

По номинальному току установки $I_{max} I_{ном}$; (42)

где I_{max} – максимальный суммарный ток, проходящий через один выключатель.

Поскольку значение максимального номинального рабочего тока нам неизвестно, а номинальный ток ВН трансформатора меньше чем длительно допустимый ток линии, то примем это значение по длительно допустимому току линии, тогда $I_{max}=340$ А.

По коммутационной способности ППО $I_{откл} I_{ном}$; (43)

По включаемому току $i_{вкл} i_{уд}$ (44)

где $i_{вкл}$ – амплитудное значение номинального тока включения;

$i_{уд}$ – ударный ток КЗ.

По термической стойкости $I_{тер2} \cdot t_{тер} B_k$; (45)

где $I_{тер}$ – ток термической стойкости выключателя;

$t_{тер}$ – время термической стойкости.

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия выбора следующие:

род установки (наружная, внутренняя);

тип выключателя (предварительно);

номинальное напряжение выключателя;

номинальный ток выключателя [4].

На шинах РУВН 110 кВ ПС Садовая примем к установке элегазовый выключатель типа ВГТ – 110 - 40/2500У1. Выключатель колонковый, все три полюса выключателя управляются одним пружинным приводом типа ППрК.

Расчетное значение термической стойкости выключателя найдем по формуле:

где – время отключения выключателя, с;

– постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, $T_a=0,01$ с;

– ток периодической составляющей короткого замыкания в начальный момент времени, А.

Время отключения выключателя в данном случае складывается из полного времени отключения выключателя (0,055 сек) и времени, через которое защита даст команду на отключения выключателя (в связи с отсутствием точных данных, примем данное время равное 2 сек).

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе.

где – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $n = 40$ %;

– ток предельной коммутационной способности выключателя, для принятого выключателя равное 40 кА.

Расчетное значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени $t = 0$.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

Ударный ток берется на основании расчетов короткого замыкания. Разъединители выбираются тут же, с меньшим количеством расчетных значений.

Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя и разъединителя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Сопоставление расчетных и каталожных данных выключателей приведено в

таблицах 2 и 3.

Таблица 2 - Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателей в цепях трансформатора

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные выключателя ВГТ-110-20/1000У1
$U_c = U_H$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_H$	$I_{\text{раб.утяж}} = 133,8 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк}}$	$I_{\text{пт}} = 7,492 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 20 \text{ кА}$
$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$	$i_{\text{ат}} = 3,191 \text{ кА}$	$i_{\text{аном}} = 20 \text{ кА}$,
$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}$	$I_{\text{по}} = 7,492 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин.макс}}$	$i_{\text{уд}} = 19,07 \text{ кА}$	$I_{\text{дин макс}} = 76 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	$B_k = 8,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 2400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 3 - Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателя “моста”

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные разъединителя РНДЗ-1-110/1000 У1
$U_c = U_H$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_H$	$I_{\text{раб.утяж}} = 133,8 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин.макс}}$	$i_{\text{уд}} = 19,07 \text{ кА}$	$I_{\text{дин макс}} = 80 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	$B_k = 8,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 999 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор разъединителей производится так же, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность. На РУВН 110 ПС Садовая выберем разъединители РГ.1-110/1000 У1 и РГ.2-110/1000 УХЛ1 с одним и двумя заземляющими ножами соответственно. Сопоставление расчетных и каталожных данных приведено в таблицах 4 и 5.

Таблица 4 - Сопоставление каталожных и расчетных данных разъединителей в цепях трансформаторов

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-350	0,5	-	-
Ваттметр	Д-350	0,5	-	0,5
Счётчик активной и реактивной мощности	СЭТ-4ТМ.02	2,0	2,0	2,0
Итого:		3	2	2,5

Таблица 5 - Сопоставление каталожных и расчетных данных разъединителей “моста”

Расчётные данные	Данные ТФЗМ-110Б1
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 133,8$ А	$I_{1ном} = 150$ А
$i_{yd} = 19,07$ кА	$I_{дин} = 150$ кА
$B_k = 8,42$ кА ² ·с	$B_k = 1874$ кА ² ·с
$r_2 = 1,04$ Ом	$Z_2 = 1,2$ Ом

По данным сравнения окончательно выбираем марки коммутационных аппаратов:

выключатели ВГТ – 110 - 40/2500У1;

разъединители РГ.1 - 110/1000У1, РГ.2 - 110/1000У1.

5.2. Выбор и проверка трансформаторов тока РУ 110 кВ

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

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

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора.

Выбор трансформатора тока на ОРУ 110 кВ.

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ [4].

Таблица 6 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки В·А	Число обмоток	Cos φ	Sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	1	2	
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	
Счётчик активной и реактивной мощности	СЭТ-4ТМ.02	2,0	3	0,5	0,86	1	3	5,16
Итого:							8	5,16

Таблица 7 – Приборы, подключаемые к трансформатору тока 110 кВ

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные выключателя ВВ/TEL-10/630/20
$U_c = U_H$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_H$	$I_{\text{раб.утяж}} = 463 \text{ А}$	$I_H = 630 \text{ А}$
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк}}$	$I_{\text{пт}} = 2,869 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 20 \text{ кА}$
$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$	$i_{\text{ат}} = 1,222 \text{ кА}$	$i_{\text{аном}} = 20 \text{ кА}$
$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}$	$I_{\text{по}} = 2,869 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 38,18 \text{ кА}$
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин.макс}}$	$i_{\text{уд}} = 7,303 \text{ кА}$	$I_{\text{дин макс}} = 52 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	$B_k = 1,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Длину соединяемых проводов возьмем согласно таблице 4 , она будет равна 100 м. Тогда расчетное значение длины для схемы полная звезда будет иметь вид:

Примем к установке измерительные трансформаторы тока ТРГ-110-УХЛ1.

Таблица 8 – Проверка трансформатора тока ТРГ-110-УХЛ1

Расчётные данные	Данные ТЛМ-10
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{макс}} = 463 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 7,303 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 1,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 313,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 0,69 \text{ Ом}$	$Z_{2.\text{ном.}} = 0,8 \text{ Ом}$

5.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения РУ 110кВ

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по

конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке [4].

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформатору напряжения на стороне 110кВ.

Таблица 9 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на высокой стороне подстанции

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-350	0,5	-	-
Ваттметр	Д-350	0,5	-	0,5
Счётчик активной и реактивной мощности	СЭТ-4ТМ.02	2,0	2,0	2,0
Итого:		3	2	2,5

На ОРУ-110 кВ устанавливаем трансформатор напряжения НАМИ-110-УХЛ1. Трёхфазный антирезонансный масляный трансформатор напряжения типа НАМИ-110-УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трёхфазного переменного тока частоты 50 Гц с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Таблица 10 - Проверка трансформатора напряжения НАМИ-110-УХЛ1.

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Cos φ	Sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вт
Вольтметр	Э337	2,0	1	1	0	1	2	
Счетчик активной и реактивной мощности (ввод 10кВ)	СЭТ-4ТМ.02	2,0	3	0,5	0,86	1	3	5,2
Счетчик активной и реактивной мощности (ВЛ 10кВ)	СЭТ-4ТМ.02	2,0	2	0,5	0,86	3	6	10,3
Итого:							11	15,5

5.4 Выбор КРУ 10 кВ

На низкой стороне примем к установке КРУН КУ 10С номинальным напряжением 6 кВ выкатного типа. Модуль КРУ - это минимальная совокупность оборудования, установленного в шкафу и выполняющие определённые функции. Модули, состыковываются друг с другом, формируют сборные шины в пределах шкафа КРУ. В помещении распределительного пункта осуществляется стыковка шкафов КРУ, что позволяет образовать магистрали сборных шин в пределах подстанции.

Таблица 11 – Технические характеристики КРУН КУ 10С

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение	
		110кВ	10кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,63$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 11} = 330,66$
Схема соединения обмоток трансформатора	-	Y	Δ
Схема соединения трансформаторов тока	-	Y	Y
Коэффициент трансформации	-	75/5	400/5
Первичный ток в плечах защиты, А	$I_{2.ном} = \frac{I_{ном.} \cdot k_{сх}}{k_{тр}}$	$\frac{31,63 \cdot \sqrt{3}}{75/5} = 3,65$	$\frac{330,66 \cdot 1}{400/5} = 4,13$

Для установки в КРУН КУ 10С используется серия вакуумных выключателей ВРС, производства концерна "Высоковольтный союз", а также выключатели HD4 и VD4. Эти выключатели рассчитаны на работу при номинальных токах до 4000 А и номинальных токах отключения до 40 кА. Аппараты ВРС-6 имеют коммутационные ресурсы до 50 000 циклов ВО при номинальных токах, и 100 - при токах отключения. Оптимальным по соотношению цены и качества является выключатель вакуумный серии ВРС.

Особенность конструкции ВРС состоит в том, что вакуумные камеры залиты эпоксидным компаундом, что надежно защищает от механических и электрических повреждений, а так же надежно защищает дугогасительные камеры от неблагоприятного воздействия окружающей среды: от ударов, пыли и влаги. На полюсах выключателей на номинальные токи 2500 и 3150А установлен радиатор охлаждения.

Определим расчетное значение термической стойкости выключателя:

Время отключения выключателя в данном случае складывается из полного времени отключения выключателя (0,07 сек) и времени, через которое защи-

та даст команду на отключения выключателя (в связи с отсутствием точных данных, примем данное время равное 2 сек).

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе.

Расчетное значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени $t = 0,07\text{с}$.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ.

Ударный ток берется на основании расчетов короткого замыкания.

Таблица 12 – проверка выключателя ВРС-6-40/3150 У2 с пружинным приводом.

Прибор	Тип	S одной обмотки В·А	Число обмоток	Cos φ	Sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	1	2	
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	
Счётчик активной и реактивной мощности	СЭТ-4ТМ.02	2,0	3	0,5	0,86	1	3	5,16
Итого:							8	5,16

В КРУН КУ-10С могут быть установлены трансформаторы тока различного конструктивного исполнения. Примем к установке измерительный трансформатор тока ТЛО-6 с номинальным первичным током до 3000А и проверим его.

Таблица 13 – Приборы, подключаемые к трансформатору напряжения 6кВ

Условия выбора	Расчётные величины	Каталожные данные выключателя ВВ/TEL-10/630/20
$U_c = U_H$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_H$	$I_{\text{раб.утяж}} = 463 \text{ А}$	$I_H = 630 \text{ А}$
$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк}}$	$I_{\text{пт}} = 2,869 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 20 \text{ кА}$
$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$	$i_{\text{ат}} = 1,222 \text{ кА}$	$i_{\text{аном}} = 20 \text{ кА}$
$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}$	$I_{\text{по}} = 2,869 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 38,18 \text{ кА}$
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин.макс}}$	$i_{\text{уд}} = 7,303 \text{ кА}$	$I_{\text{дин макс}} = 52 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	$B_k = 1,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Длину соединяемых проводов возьмем согласно таблице 4 , она будет равна 4м. Тогда расчетное значение длины для схемы не полная звезда будет иметь вид

Принимаем кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет равно

Таблица 14 – Проверка трансформатора тока ТЛО-6

Расчётные данные	Данные ТЛМ-10
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{макс}} = 463 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 7,303 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 1,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 313,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 0,69 \text{ Ом}$	$Z_{2.\text{ном.}} = 0,8 \text{ Ом}$

Измерительный трансформатор тока соответствует всем критериям проверки

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напря-

жения, которые установлены на каждой секции шин КРУ 6 кВ.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на низкой стороне подстанции

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-350	0,5	-	-
Ваттметр	Д-350	0,5	-	0,5
Счётчик активной и реактивной мощности	СЭТ-4ТМ.02	2,0	2,0	2,0
Итого:		3	2	2,5

На КРУ 6 кВ устанавливаем трансформатор напряжения ЗНОЛП-6. Измерительный трансформатор напряжения со встроенным предохранительным устройством ЗНОЛП применяют в комплектно-распределительных устройствах. Предназначен для запитывания цепей измерения, автоматики, сигнализации и защиты в электрических установках переменного тока частоты 50 или 60 Гц в сетях с изолированной нейтралью.

Таблица 16 - Проверка трансформатора напряжения ЗНОЛП-6

Параметр	Максимальный режим		Минимальный режим	
	Точка К1	Точка К2	Точка К1	Точка К2
$I_{кз}$	7492 А	2869 А	3197 А	2735 А
$i_{уд}$	19070 А	7303 А	-	-
$i_{ат}$	3191 А	1222 А	-	-

5.5 Выбор ОПН

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ применяют ОПН, целью которых является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений [4].

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-110/88/10/400-УХЛ1 с классом напряжения 110 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Основные характеристики ОПН

Параметр	Максимальный режим		Минимальный режим	
	Точка К1	Точка К2	Точка К1	Точка К2
$I_{КЗ}$	7492 А	2869 А	3197 А	2735 А
$i_{уд}$	19070 А	7303 А	-	-
$i_{ат}$	3191 А	1222 А	-	-

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-6/5,3/10/400-УХЛ1 с классом напряжения 6 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Основные характеристики ОПН

Параметр	Максимальный режим		Минимальный режим	
	Точка К1	Точка К2	Точка К1	Точка К2
$I_{КЗ}$	7492 А	2869 А	3197 А	2735 А
$i_{уд}$	19070 А	7303 А	-	-
$i_{ат}$	3191 А	1222 А	-	-

5.6 Выбор оперативного тока

Система оперативного тока – это система, состоящая из совокупности источников питания, кабельных линий, шин питания переключающих устройств и других элементов оперативных цепей. Оперативный ток на подстанциях служит для питания вторичных устройств, к которым относятся оперативные цепи защиты, автоматики и телемеханики, аппаратура дистанционного управления, аварийная и предупредительная сигнализация. При нарушениях нормальной работы подстанции оперативный ток используется также для аварийного освещения и электроснабжения электродвигателей (особо ответственных механизмов).

От источника оперативного тока требуется повышенная надежность, их мощность должна быть достаточна для действия, вторичных устройств и самых тяжелых авариях, а напряжение должно отличаться высокой стабильностью. Требования повышенной надежности приводят к необходимости резервирования источников тока и распределительных сетей.

На проектируемой ПС установим систему постоянного оперативного тока. В качестве источников постоянного оперативного тока используются аккумуляторные батареи типа СК или СН. Оперативный ток распределяется между отдельными присоединениями централизованно.

Недостаток применение постоянного оперативного тока – большая стоимость как самих аккумуляторных батарей, так и сети, которая при централизованном распределении получается очень сложной и сильно разветвленной. Аккумуляторные батареи требуют специально оборудованного помещения, эксплуатация их достаточно сложна.

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

- 1) Постоянно включенная нагрузка – аппараты устройств управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, постоянно обтекаемые током, а также постоянно включенная часть аварийного освещения. Постоянная нагрузка на аккумуляторной батареи зависит от мощности постоянно включенных ламп

сигнализации и аварийного освещения, а также от типов реле. Так как постоянные нагрузки невелики и не влияют на выбор батареи, в расчетах можно ориентировочно принимать для крупных подстанций 110-500 кВ значение постоянно включенной нагрузки 25 А.

2) Временная нагрузка – появляющаяся при исчезновении переменного тока во время аварийного режима – токи нагрузки аварийного освещения и электродвигателей постоянного тока. Длительность этой нагрузки определяется длительностью аварии (расчетная длительность 0,5 часа).

3) Кратковременная нагрузка (длительностью не более 5 с) создается токами включения и отключения приводов выключателей и автоматов, пусковыми токами электродвигателей и токами нагрузки аппаратов управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, кратковременно обтекаемых током.

5.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, подогрев, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной. Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

В выбранных КРУН устанавливаются трансформаторы собственных нужд типа ТСКС-40 или ТСКС-63. Поскольку данных о потребительской мощности собственных нужд нет, а приближенным расчетом можно пренебречь. Примем к установке два трансформатора ТСКС-63.

Предельная мощность каждого трансформатора собственных нужд для ПС 110кВ должна быть не более 630 кВа. Все сооружения ОРУ размещены так, чтобы при строительстве и монтаже, а также при ремонтах оборудования, можно было использовать различные грузоподъемные устройства.

Для ревизии трансформаторов предусматривается площадка около трансформаторов с возможностью использования автокранов.

5.8 Выбор аккумуляторных батарей

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам [4].

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В [4]. Полученный номер округляется до ближайшего типового номера.

Определяем напряжение на аккумуляторе равным 85 %. Если принять потерю напряжения в соединительном кабеле – 5 %, то напряжение на приводах будет равно. Допустимое отклонение напряжения на электромагнитах включения составляет 80-110 %, таким образом, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение.

5.9 Выбор и проверка гибких шин ОРУ 110 кВ

Согласно ПУЭ раздел 1.3.28, сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах ОРУ по экономической плотности тока не выбираются, то проведем выбор сечения по длительно допустимому току при максимальной нагрузке на шинах ВН. В РУ 110кВ принимаем гибкие шины, выполненные проводами АС [8].

Так как подстанция Садовая подключается к действующей линии “Береговая – 1 – Смоляниново - тяговая”, то произведем выбор сечения провода, опираясь на длительно допустимый ток этой линии. Для провода М – 70, длительно допу-

стимый ток равен 340А, тогда выберем провод марки АС, сечением 120/19, его длительно допустимый ток равен 390А, внешний диаметр $d=1,52$ см. Ошиновка будет расположена горизонтально с расстоянием между фазами $D = 200$ см.

Так как максимальный ток нагрузки не превышает длительно допустимый ток проводов, то термическая стойкость шин ВН обеспечивается, а так же выполняется условие выбора ошиновки по максимальному току, когда длительно допустимый ток через нее больше максимального расчетного тока.

Проверка ошиновки на схлестывание производится не будет, так как ток трехфазного короткого замыкания на ней не превышает значения 20кА.

5.10 Выбор и проверка токоведущих частей РУ 6кВ

В закрытых РУ 6кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно - и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а так же лучшие условия охлаждения.

Согласно ПУЭ раздел 1.3.28 сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений по экономической плотности тока не проверяется [8].

Выбор сечения шин производится по нагреву (по допустимому току). При этом учитываются не только нормальные, но и послеаварийные режимы, а так же режимы в период ремонтов и возможность неравномерного распределения токов между секциями шин.

Поскольку категория размещения КРУН по ГОСТ - УЗ, для которых пределы температур принимают от -45 до $+40$ °С, то принимаем в качестве действительной температуры самые тяжелые условия, в которых нагрев шин максимален, тогда .

По максимальному рабочему току предварительно выбираем алюминиевые шины коробчатого сечения марки АД31Т (125х55х6,5)мм, сечением $S=1370$

мм². Длительно допустимый ток на две шины, берем из ПУЭ таблица 1.3.35 (А). Найдем фактический допустимый ток А.

Условие выбора выполняется в самом тяжелом режиме.

Проверка шин на термическую стойкость производится по условию:

или , (72)

где - температура шин при нагреве током КЗ;

- допустимая температура нагрева шин при КЗ;

- минимальное сечение по термической стойкости;

- выбранное сечение.

Минимально допускаемое сечение шин по условию термической устойчивости определяется выражением:

, (73)

где - тепловой импульс тока КЗ;

– функция, при отсутствии точных данных, допускается принимать равным: для алюминиевых шин – 88.

Тепловой импульс тока КЗ найдем по формуле:

Условие проверки шин на термическую стойкость при КЗ выполняется.

Проверка шин на электродинамическую стойкость.

Необходима проверка шин на электродинамическую стойкость. Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы, возникающие при КЗ, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины – изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникнет. Однако в большинстве практически применяемых конструкций шин механического резонанса не возникает. Поэтому ПУЭ не требуют их проверки на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний.

Механический расчет шин коробчатого сечения.

Шины коробчатого сечения имеют значительно больший момент инерции, чем шины прямоугольного сечения. В шинах коробчатого сечения частота собственных колебаний f_0 значительно больше, чем для шин прямоугольного сечения. Это позволяет производить расчет без учета механических колебаний. Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз определяется по выражению.

где – длина пролета между изоляторами, выбирается в пределах 1,5 – 2 м в зависимости от конструктивного выполнения РУ. Принимаем равным 1,5 м.

- момент сопротивления пакета шин.

- расстояние между пакетами шин принимается в соответствии с типовыми конструкциями универсальных РУ в пределах 40 – 80 см. Принимаем равным 50 см.

Определим момент инерции для пакета, состоящего из двух шин коробчатого сечения.

Определим напряжение в материале шин.

Определим силу взаимодействия между швеллерами, составляющими шину коробчатого профиля. Напряжение в материале шин от действия силы определяется по выражению.

Шины механически прочны, если.

Допускаемая механическая прочность для шин из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные (марка АД31Т) берется из справочных данных. Условие механической прочности выполняется.

По итогам расчетов и проверки шинных конструкций РУ 6кВ, можно сделать окончательный вывод о пригодности к установке коробчатых шин марки АД31Т (125x55x6,5)мм, сечением $S=1370 \text{ мм}^2$.

5.11 Выбор и проверка изоляторов

Изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке. Проходные изоляторы дополнительно выбираются и по

номинальному току.

Произведем выбор опорных изоляторов.

Расчетная нагрузка на изолятор в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки, приводимой в паспортных данных на изоляторы, т.е. должно соблюдаться условие.

При выборе по номинальному напряжению должно соблюдаться условие.

Предварительно выбираем опорный изолятор ИОР-6/8, $h=70\text{мм}$, $d=77\text{мм}$.

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила H , с условием что шина расположена на ребро, определяется по выражению.

Проверим выбранный изолятор по разрушающей нагрузке. Условие по разрушающей нагрузке не выполняется, следовательно выберем изолятор с большей расчетной нагрузкой. Принимаем ИОР-6/20 и проверим его.

Условие выполняется, окончательно принимаем в качестве опорных изоляторов РУ НН ИОР-6/20 УХЛ2.

Произведем выбор проходных изоляторов. Проходные изоляторы выбираются по следующим условиям:

по напряжению ;

по номинальному току ; (83)

по допустимой нагрузке .

Предварительно по напряжению и номинальному току выбираем изолятор ИП-ПУ-6/4000-30-А4 УХЛ1. Для проходных изоляторов расчетная сила H . Сила действующая на фазу, при горизонтальном расположении шин. По итогам расчета и проверки окончательно принимаем данный вид проходных изоляторов к установке.

6 ЗАЩИТА ЛИНИИ

В соответствии с ПУЭ раздел 3.2. для линий в сетях 110 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю [8]. Вопрос о типе основной защиты, в том числе о необходимости применения защиты, действующей без замедления при КЗ в любой точке защищаемого участка, должен решаться в первую очередь с учетом требования сохранения устойчивости работы энергосистемы.

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

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

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

Таким образом в качестве основной защиты от многофазных замыканий применяем дистанционную трехступенчатую защиту. В качестве дополнительной используем токовую отсечку без выдержки времени или максимальную токовую защиту в качестве резервной. А для защиты от замыканий на землю применяем трехступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности. В качестве микропроцессорных устройств РЗиА используем шкафы типов ШЭ 2607 011-27Е2УХЛ4. Шкаф состоит из двух одинаковых ком-

плектов с возможностью независимого обслуживания. Каждый комплект реализует функции АУВ, УРОВ, АПВ и содержит пять ступеней дистанционной защиты от междуфазных замыканий, шесть ступеней токовой направленной защиты нулевой последовательности, токовую отсечку и две ступени максимальной токовой защиты, АРПТ. Аппаратно указанные выше функции комплекта А1 (А2) реализованы на базе микропроцессорного терминала БЭ2704 011011.

6.1 Дистанционная защита линии

Режим короткого замыкания отличается от нормального режима работы сети пониженным значением напряжения и повышенным значением тока, а как следствие и понижением сопротивления.

Дистанционной защитой определяется сопротивление или расстояние (дистанция) до места КЗ, и в зависимости от этого она срабатывает с меньшей или большей выдержкой времени. Дистанционная защита выполняется многоступенчатой, причем при КЗ в первой зоне, охватывающей 80—85 % длины защищаемой линии, время срабатывания защиты не более 0,15 с. Для второй зоны, выходящей за пределы защищаемой линии, выдержка времени на ступень выше и колеблется в пределах 0,3—0,6 с. При КЗ в третьей зоне выдержка времени еще более увеличивается [5].

Определим уставки срабатывания дистанционной защиты на ПС Садовая для линии “Садовая – Смоляниново - тяговая” :

Сопротивление срабатывания первой ступени защиты:

где $k_z = 0,85$ – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность защиты совместно с трансформаторами тока и напряжения.

Выдержка времени первой ступени. Выдержку времени первой ступени дистанционной защиты для всех случаев принимаем 0,1с.

Уставка срабатывания второй ступени дистанционной защиты выбирается по двум основным условиям:

1) Согласуется по чувствительности с первой ступенью защит следующих ли-

ний. Для этого определим полное сопротивление линии последующей линии “Смоляниново - тяговая - АТЭЦ”, а после этого сопротивление срабатывания первой ступени защиты этой линии.

- погонное сопротивление на 1 км линии, определяемое стандартными расчетами, данные для расчетов берем исходя из данных схемы Приморской энергосистемы, а так же по справочным данным, ориентируясь на марку провода. Для данной линии с разной маркой проводов принимаем.

Поскольку линия состоит из участков с разной маркой провода, определим сопротивления каждого участка линии и просуммируем их, тогда формула сопротивления линии запишется в виде.

Найдем сопротивление срабатывания первой ступени защиты линии “Смоляниново - тяговая - АТЭЦ” .

Рассчитаем сопротивление срабатывания второй ступени дистанционной защиты установленной на ПС Садовая , по согласованию с первой ступенью защиты линии “Смоляниново - тяговая - АТЭЦ”.

где – уставка срабатывания первой ступени защиты смежной линии;

- коэффициент отстройки, принимается равным 0,85.

2) Отстраивается от КЗ на шинах среднего или низшего напряжения ПС ”Смоляниново-тяговая” за трансформатором.

Каталожные данные для расчета сопротивления силового трансформатора берем из расчета токов короткого замыкания.

Рассчитаем сопротивления обмоток силового трансформатора с учетом РПН:

Понижение напряжения с помощью РПН для силового трансформатора установленного на ПС Смоляниново-тяговая может осуществляться максимум на 16%. Тогда сопротивление обмоток силового трансформатора будет равно:

Считаем сопротивление срабатывания защиты на шинах среднего напряжения, так как берется минимальное сопротивление.

где - коэффициент токораспределения, который позволяет учесть неравенство токов КЗ, протекающих в разных комплектах дистанционной защиты.

Поскольку на рассматриваемом участке сети отсутствуют дополнительные источники питания, которые обеспечивали бы неравенство токов КЗ, протекающих в разных комплектах защиты, а подпиткой со стороны нагрузки можно пренебречь, то коэффициент токораспределения равен единице.

Ом. (96)

Принимаем уставку срабатывания защиты равное меньшему значению сопротивления:

; (97)

Ом.

Выполним проверку по коэффициенту чувствительности:

; (98)

.

Коэффициент чувствительности удовлетворяет нормам, далее определим выдержку времени второй ступени защиты:

с ;

, (99)

где – степень селективности. Степень селективности по времени между согласуемыми микропроцессорными защитами не может быть менее 0,25 с, а при применении масляных выключателей – менее 0,3 с. Степень селективности принимаем равной 0,3с.

с, тогда выдержка времени второй ступени защиты составит:

с.

3. Уставка срабатывания третьей ступени выбирается, как правило, по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода, либо задается диспетчерской службой энергосистемы.

Зададимся исходными данными:

- коэффициент надежности равный 1,15;
- коэффициент возврата равный 1,1;
- коэффициент запуска двигателей ориентировочно принимаем 1,6;

- максимальный рабочий ток, принимаем равным длительно допустимому току провода марки М-70, который равен 0,340 кА;

Определим минимальное рабочее сопротивление для ненаправленной защиты:

; (100)

Ом.

Сопротивление срабатывания 3 ступени:

; (101)

Ом.

Выдержка времени третьей ступени выбирается на ступень селективности больше выдержки времени вторых ступеней защит.

; (102)

с.

Чувствительность третьей ступени защиты в зоне защищаемой линии:

; (103)

.

Коэффициент чувствительности при коротком замыкании в конце защищаемой линии должен быть не менее 1,5, коэффициент чувствительности удовлетворяет нормам.

Следует отметить что линия будет выполнена маркой одного провода, следовательно уставки срабатывания третьей ступени ДЗ будут одинаковыми для всех участков и расчет уставок третьей ступени ДЗ для остальных участков линии можно не производить.

На рисунке 8 представлены принципиальные зоны охвата дистанционной защиты, установленной на ПС Садовая, в сторону линии “Садовая – Смоляниново - тяговая”.

Рисунок 8 – Зоны защиты комплектов ДЗ установленные на ПС Садовая в сторону линии “Садовая – Смоляниново - тяговая”.

Далее аналогично и по тем же расчетным формулам ведем расчет уставок срабатывания дистанционной защиты для других участков линии “Береговая - 1 – Садовая - Смоляниново - тяговая”.

Определим уставки срабатывания дистанционной защиты, установленной на ПС Смоляниново – тяговая для линии “Смоляниново - тяга - Садовая” :

Сопротивление срабатывания первой ступени защиты:

Ом.

Выдержка времени первой ступени:

.

Уставка срабатывания второй ступени защиты:

1) Согласуется по чувствительности с первой ступенью защит следующих линий. Для этого определим полное сопротивление линии последующей линии “Садовая – Береговая-1”, а после этого сопротивление срабатывания первой ступени защиты этой линии. Ом/км (для линии “Садовая – Береговая-1”):

Ом,

Ом,

Ом.

2) Отстраивается от КЗ на шинах низшего напряжения ПС ”Садовая” за трансформатором.

Каталожные данные для расчета сопротивления силового трансформатора берем из расчета токов короткого замыкания.

Рассчитаем сопротивления обмоток силового трансформатора с учетом РПН, для силового трансформатора установленного на ПС Садовая РПН может максимум понизить напряжение на 9%:

,

Ом.

Считаем сопротивление срабатывания защиты на шинах низшего напряжения:

Ом.

Принимаем уставку срабатывания защиты равное меньшему значению сопротивления:

Ом.

Выполним проверку по коэффициенту чувствительности:

.

Коэффициент чувствительности не удовлетворяет нормам, это обусловлено очень маленькой длиной линии 1,2 км. В этом случае уставку срабатывания второй ступени защиты выбираем по отстройке от КЗ за трансформатором на ПС Садовая.

Выполним проверку по коэффициенту чувствительности:

.

Коэффициент чувствительности удовлетворяет нормам, далее определим выдержку времени второй ступени защиты:

с ;

с.

На рисунке 9 представлены принципиальные зоны охвата дистанционной защиты, установленной на ПС Смоляниново – тяговая в сторону линии “Смоляниново - тяга - Садовая”.

Рисунок 9 – Зоны защиты комплектов ДЗ установленные на ПС Смоляниново - тяговая в сторону линии “Смоляниново - тяга - Садовая”.

Определим уставки срабатывания дистанционной защиты установленной на ПС Садовая для линии “Садовая – Береговая-1” :

Сопротивление срабатывания первой ступени защиты:

Ом.

Выдержка времени первой ступени:

.

Уставка срабатывания второй ступени защиты:

1) Согласуется по чувствительности с первой ступенью защит следующих линий. Для этого определим полное сопротивление последующих линий “Береговая - 1 – Промысловка” и “Береговая - 1 – Береговая - 2”, а после этого сопротивление срабатывания первой ступени защиты этой линии.

для последующих линий : Ом/км ; Ом/км Ом/км ;

Ом,

Ом,

Ом,

Ом,

,

,

Ом,

Ом.

2) Отстраивается от КЗ на шинах среднего или низшего напряжения ПС "Садовая" за трансформатором.

Отстройка от КЗ на шинах силового трансформатора не целесообразна, т.к одна из смежных линий на ПС Береговая-1 имеет очень малое сопротивление, ввиду малой протяженности.

Принимаем уставку срабатывания защиты равное меньшему значению сопротивления:

Ом.

Выполним проверку по коэффициенту чувствительности:

.

Коэффициент чувствительности удовлетворяет нормам, далее определим выдержку времени второй ступени защиты:

с ;

с.

На рисунке 10 представлены принципиальные зоны охвата дистанционной защиты, установленной на ПС Садовая в сторону линии "Садовая – Береговая-1".
Рисунок 10 – Зоны защиты комплектов ДЗ установленные на ПС Садовая в сторону линии "Садовая – Береговая - 1".

Определим уставки срабатывания дистанционной защиты, установленной на ПС Береговая-1 для линии "Береговая-1 - Садовая":

Сопротивление срабатывания первой ступени защиты:

Ом.

Выдержка времени первой ступени:

.

Уставка срабатывания второй ступени защиты:

1) Согласуется по чувствительности с первой ступенью защит следующих линий. Последующей является линия “Садовая – Смоляниново-тяга”, сопротивление линии, а так же уставка первой ступени защиты линии “Садовая – Смоляниново-тяга” рассчитывались ранее.

Ом,

Ом.

2) Отстраивается от КЗ на шинах низшего напряжения ПС ”Садовая” за трансформатором.

Сопротивление силового трансформатора используем найденное ранее.

Ом,

Ом.

Принимаем уставку срабатывания защиты равное меньшему значению сопротивления:

Ом.

Выполним проверку по коэффициенту чувствительности:

,

Коэффициент чувствительности удовлетворяет нормам, далее определим выдержку времени второй ступени защиты:

с ;

с.

На рисунке 11 представлены принципиальные зоны охвата дистанционной защиты , установленной на ПС Береговая - 1 в сторону линии “Береговая – 1 – Садовая”.

Рисунок 11 – Зоны защиты комплектов ДЗ установленные на ПС Береговая - 1 в сторону линии “Береговая – 1 - Садовая”.

6.2 Токовая защита нулевой последовательности

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю применяют максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняются многоступенчатыми с орга-

ном направления мощности или без него [5].

Определим уставку срабатывания первой ступени защиты, установленной на ПС Садовая в сторону линии “Садовая – Смоляниново-тяговая”:

, (104)

где — коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние апериодической слагающей и необходимый запас.

Принимаем равным 1,1.

- максимальный ток, протекающий через защиту при КЗ за выключателем смежного участка (на шинах приемной подстанции).

Уставка срабатывания первой ступени защиты:

кА .

Время срабатывания защиты:

с.

Ток срабатывания второй ступени защиты выбирается по условиям согласования с защитами первых (вторых) ступеней смежных линий:

; (105)

Чувствительность второй ступени проверяется при металлическом однофазном КЗ в конце защищаемой линии в минимальном режиме.

; (106)

Время срабатывания защиты принимаем выше на ступень селективности предыдущих защит:

; (107)

с.

Допускается уменьшение коэффициента чувствительности до 1,3 при наличии резервирования (третьей ступени), а также проверка условия в каскаде при наличии защиты шин на приемной подстанции.

Так как нет данных о защитах смежных линий, а так же уровней токов КЗ, то вторую ступень в численном виде не рассчитываем.

Ток срабатывания третьей ступени защиты выбирается по условиям отстройки от максимального тока небаланса при трехфазном КЗ за трансформатором при-

емной подстанции:

; (108)

где $k_{пер}$ — коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме, принимается равным 2 при выдержке времени рассматриваемой ступени до 0,1 с; 1,5 — до 0,3 с; 1 — свыше 0,5—0,6 с;

$k_{нб}$ — коэффициент небаланса (соответствует относительной наибольшей погрешности с трансформаторов тока), зависит от кратности тока КЗ по отношению к номинальному току ТТ, принимается равным 0,05 — при кратности I_k до $3 I_{ном.ТТ}$; 0,1 — при больших кратностях.

Найдем ток КЗ за трансформатором приемной подстанции:

; (109)

где $I_{кз}$ - ток КЗ на шинах ВН приемной подстанции.

кА,

кА.

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при металлическом однофазном повреждении в конце смежного участка:

; (110)

.

Выдержка времени третьей ступени:

(111)

с.

Все рассчитанные ступени защиты удовлетворяют требованиям, поэтому применение данной защиты целесообразно.

Для остальных участков ВЛ проведем аналогичный расчет по уже имеющимся формулам.

Определим уставку срабатывания первой ступени защиты, установленной на ПС Смоляниново-тяговая в сторону линии “Смоляниново-тяговая - Садовая”:
кА .

Время срабатывания защиты:

с.

Найдем ток КЗ за трансформатором приемной подстанции:

кА.

Ток срабатывания третьей ступени защиты:

кА.

Чувствительность третьей ступени:

.

Выдержка времени третьей ступени:

с.

Определим уставку срабатывания первой ступени защиты, установленной на ПС Садовая в сторону линии “Садовая – Береговая-1”:

кА .

Время срабатывания защиты:

с.

Найдем ток КЗ за трансформатором приемной подстанции:

кА.

Ток срабатывания третьей ступени защиты:

кА.

Чувствительность третьей ступени:

.

Выдержка времени третьей ступени:

с.

Определим уставку срабатывания первой ступени защиты, установленной на ПС Береговая - 1 в сторону линии “Береговая-1 - Садовая”:

кА.

Время срабатывания защиты:

с.

Найдем ток КЗ за трансформатором приемной подстанции:

кА.

Ток срабатывания третьей ступени защиты:

кА.

Чувствительность третьей ступени:

.

Выдержка времени третьей ступени:

с.

6.3 Токовая отсечка для линии электропередачи с двухсторонним питанием

Токовой отсечкой называется максимальная токовая защита с ограниченной зоной действия, имеющая в большинстве случаев мгновенное действие. На ЛЭП с двухсторонним питанием защиты устанавливаются на обоих концах линии [5].

В отличие от максимальной токовой защиты селективность действия токовой отсечки достигается не выдержкой времени, а ограничением зоны ее действия.

Рассчитаем уставки срабатывания защиты установленной на ПС Садовая, в сторону линии “Садовая – Смоляниново - тяговая”.

Уставки обоих комплектов защиты рассчитываются следующим образом:

; (112)

, (113)

где – максимальный ток КЗ на шинах соседней подстанции.

– коэффициенты надёжности, выбирается аналогично отсечке на линиях с односторонним питанием и равен $1,3, = 1,2-1,2,$

- максимальный ток качания, появляющийся при асинхронной работе источников питания.

; (114)

кА,

кА,

кА.

За расчетный ток срабатывания отсечки принимается больший из полученных по вышеуказанным условиям.

Анализируя полученные данные можно сделать вывод о не пригодности к установке мгновенной токовой отсечки, поскольку ток срабатывания защиты боль-

ше чем ток КЗ на шинах ПС Садовая, на которой установлена защита, тогда в качестве дополнительной защиты к ДЗ применим МТЗ.

Рассчитаем уставки срабатывания защиты установленной на ПС Смоляниново – тяговая, в сторону линии “Смоляниново – тяговая - Садовая”.

Поскольку ток КЗ на шинах ПС Смоляниново – тяговая меньше чем ток КЗ в конце линии на шинах приемной ПС Садовая, то в качестве дополнительной защиты к ДЗ применим МТЗ.

Рассчитаем уставки срабатывания защиты установленной на ПС Садовая, в сторону линии “Садовая – Береговая - 1”.

Уставки срабатывания защиты:

кА,

кА,

кА.

За расчетный ток срабатывания отсечки принимается больший из полученных по вышеуказанным условиям.

Анализируя полученные данные можно сделать вывод о не пригодности к установке мгновенной токовой отсечки, поскольку ток срабатывания защиты больше чем ток КЗ на шинах ПС Садовая, на которой установлена защита, тогда в качестве дополнительной защиты к ДЗ применим МТЗ.

Рассчитаем уставки срабатывания защиты установленной на ПС Береговая - 1, в сторону линии “Береговая-1 - Садовая”.

Уставки срабатывания защиты:

кА,

кА,

кА.

За расчетный ток срабатывания отсечки принимается больший из полученных по вышеуказанным условиям.

Анализируя полученные данные можно сделать вывод о не пригодности к установке мгновенной токовой отсечки, поскольку ток срабатывания защиты больше чем ток КЗ на шинах ПС Береговая - 1, на которой установлена защита, то-

гда в качестве дополнительной защиты к ДЗ применим МТЗ.

6.4 Максимальная токовая защита линии

Для сетей 110 кВ максимальная токовая защита применяется в качестве резервных защит. Отстраивается от максимальных рабочих токов и в отличие от МТО имеет выдержку времени [5].

Определим уставки срабатывания защиты установленной на ПС Садовая в сторону линии “Садовая – Смоляниново - тяговая” и линии “Садовая – Береговая - 1”.

Уставка срабатывания первой ступени.

В упрощенных расчетах, когда неизвестны необходимые данные для расчета коэффициента запуска двигателей, ток срабатывания защиты определяется по выражению:

; (115)

где - номинальный ток защищаемого объекта.

Ток срабатывания защиты для выключателей в цепях трансформаторов:

A.

Ток срабатывания защиты для выключателя “моста”:

A.

Коэффициент чувствительности определим по формуле:

; (116)

Коэффициент чувствительности в самом минимальном режиме:

.

Выдержка времени МТЗ согласуется со временем срабатывания резервируемых защит:

; (117)

,

с.

Определим уставки срабатывания защиты установленной на ПС Береговая-1 в сторону линии “Береговая – 1 - Садовая ” .

Уставка срабатывания первой ступени.

Ток срабатывания защиты для выключателя линии:

А.

Коэффициент чувствительности определим по формуле:

; (118)

Коэффициент чувствительности в самом минимальном режиме:

.

Выдержка времени МТЗ согласуется со временем срабатывания резервируемых защит:

; (119)

,

с.

Определим уставки срабатывания защиты установленной на ПС Смоляниново - тяговая в сторону линии “Смоляниново – тяговая - Садовая”

Уставка срабатывания первой ступени.

Ток срабатывания защиты для выключателей в цепях трансформаторов:

А.

Ток срабатывания защиты для выключателя “моста”:

А.

Коэффициент чувствительности определим по формуле:

; (120)

Коэффициент чувствительности в самом минимальном режиме:

.

Выдержка времени МТЗ согласуется со временем срабатывания резервируемых защит:

; (121)

с.

7 АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ (АПВ)

Устройство АПВ применяются на воздушных и смешанных (воздушно-кабельных) линиях напряжением 1000 В и выше; на шинах ЭС и ПС, оборудованных специальной защитой; на понижающих трансформаторах мощностью более 1000 кВА, имеющих с питающей стороны МТЗ, в тех случаях, когда отключение трансформатора приводит к обесточению потребителей; на обходных и шиносоединительных выключателях и на ответственных электродвигателях, отключаемых по условию самозапуска других двигателей.

Сущность АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения, отключившийся под действием релейной защиты (РЗ), вновь включается под напряжение (если нет запрета на повторное включение) и если причина, вызвавшая отключение элемента, исчезла, то элемент остается в работе, и потребители получают питание практически без перерыва. К наиболее частым причинам, вызывающим неустойчивые повреждения элементов системы электроснабжения, относят перекрытие изоляции линий при атмосферных перенапряжениях, схлестывание проводов при сильном ветре или пляске, замыкание линий различными предметами, отключение линий или трансформаторов вследствие кратковременных перегрузок или неизбирательного срабатывания РЗ, ошибочных действий дежурного персонала и т. д.

Выдержку времени устройства АПВ на линии с двусторонним питанием выбирают с учетом возможного одновременного отключения повреждения с обоих концов линии. С целью повышения эффективности АПВ однократного действия его выдержку времени увеличивают, если это допускает работа потребителя.

На одиночных линиях с двусторонним питанием (при отсутствии шунтирующих связей) предусматривают один из следующих видов трехфазного АПВ (или их комбинации): а) быстродействующее ТАПВ (БАПВ); б) несинхронное АПВ (НАПВ); в) АПВ с улавливанием синхронизма (АПВ УС).

Быстродействующее АПВ или БАПВ (одновременное включение с минималь-

ной выдержкой времени с обоих концов) предусматривают на одиночных линиях с двусторонним питанием для автоматического повторного включения, как правило, при небольшом расхождении угла между векторами ЭДС соединяемых систем. БАПВ блокируется при срабатывании резервных защит и блокируется или задерживается при работе УРОВ [5].

Устройства АПВ формируют команду на отключение с выдержкой времени.

где - время деионизации среды, для линий 110кВ примерно равно 0,15 сек.;

- время включения выключателя (для элегазового выключателя примерно равно 0,05 сек.);

На линии 110 кВ “Береговая - 1 – Садовая – Смоляниново - тяговая” принимаем к установке АПВ однократного действия, АПВ двукратного действия не рассматриваем в виду отсутствия данных о составе особых потребителей. АПВ устанавливаем на каждой подстанции, так как линия имеет два ИП.

8 ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ШЭ2607-011011

Панели релейной защиты ЭПЗ – 1636, установленные в данное время на линиях 110 кВ ПС Береговая – 1 – Смоляниново - тяговая морально и физически устарели, что приводит к частым отключениям (в среднем 3 раза в год) линии и следовательно к большим затратам на восстановление нормального режима работы линии. В условиях рыночных отношений важное значение приобретает качество учета и анализа экономического ущерба от технологических нарушений на энергопредприятиях, так как величина ущерба может существенно повлиять на экономические показатели (себестоимость продукции, прибыль и рентабельность), деятельности этих предприятий.

В связи с строительством и дальнейшим подключением новой подстанции Садовая, требуется реконструкция устройств РЗА, с перспективой на дальнейшее расширение действующих ПС. В качестве одного из вариантов предлагается установить на данной линии отечественные микропроцессорные терминалы релейной защиты и автоматики марки ШЭ2607-011011. В качестве аналогов рассматривались терминалы релейной защиты и автоматики зарубежных марок : Simens и АВВ. Но в связи с сложившейся сложной экономической обстановкой в стране, высоким курсом доллара, а так же санкциям, под которые попала наша страна, предпочтение было отдано отечественным терминалам, надежно зарекомендовавшим себя в эксплуатации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данный дипломный проект разработан на основе применения утвержденных типов конструкций и оборудования серийного заводского изготовления. Были выбраны виды релейной защиты и автоматики на ВЛ “Береговая – 1 – Садовая – Смоляниново - тяговая” , произведен расчет уставок срабатывания, выдержек времени. Сделаны выводы о целесообразности применения или не применения защит. В проектировании рассматривались отечественные терминалы микропроцессорных устройств РЗиА.

Кроме того было выбрано оборудование на ПС Садовая и главная схема РУ. Выбранная при этом главная схема РУ ПС Садовая обеспечивает пропуск потоку мощности на трансформаторы и дает возможность делить РУ на время ремонта любого выключателя, а также проста и экономична.

Из результатов расчетов и анализов, произведенных в проекте, следует, что реконструкция релейной защиты и автоматики ВЛ “Береговая – 1 – Садовая – Смоляниново - тяговая” необходима. А так же необходимо строительство новой ПС Садовая.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебное пособие / В. А. Андреев. – М. : Высшая школа, 2008. - 625 с.
- 2 Дьяков, А.Ф. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем : учебное пособие / А.Ф. Дьяков, В.В. Платонов. – М. : Издательство МЭИ, 2008. - 248 с.
- 3 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник (Том 3) / В.Г.Герасимов, А.Ф Дьяков. – М. : МЭИ, 2008. - 965 с.
- 4 Мясоедов, Ю.В. Электрическая часть станций и подстанций / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г Ротачева – Благовещенск . : Изд, АмГУ, 2007. - 192 с.
- 5 Козлов, А.Н. Релейная защита и автоматика / А.Н. Козлов, Ю.А. Ротачев – Благовещенск . : Изд, АмГУ, 2006. - 116 с.
- 6 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: учебник для вузов / В.И. Идельчик – М. : Энергия, 1989. -592 с.
- 7 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин – Екатеринбург . : УГТУ, 2005. - 52 с.
- 8 Правила устройства электроустановок: нормативно-технич. Материал. – 7-е изд. – М. : Энергосервис, 2006. -280 с.
- 9 Приказ Минпромэнерго РФ от 22.02.2007 №49 “О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)”