

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

Факультет энергетический

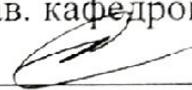
Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 26 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Разработка схемы подключения к централизованному электроснабжению сёл: Соболиное, Ясеновое, Красный Яр и Олон в Приморском крае

Исполнитель

студент группы 542062


подпись, дата

Д.С. Мясников

Руководитель

доцент, канд.техн.наук


18.06.19
подпись, дата

А.А. Казакул

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук


18.06.2019
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель


26.06.2019
подпись, дата

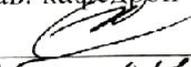
Н.С. Бодруг

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


« 05 » 04 Н.В. Савина 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Мельникова Дмитрий Сергеевич

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Разработка схем и подключение к централизованной электросети
наблюдения СЭЛ: Савинка, Зеленое, Красный Яр и Огонь в Приморском крае
(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 04.06.2019г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Однотипная схема
Приморского края, материалы предпринятой проверки.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Климатическая и географическая характеристика района. Анализ
и расчёт установившихся режимов

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Чертежи Б, таблицы 28,
таблицы и другие продукты Б

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Консультант по безопасности и экологичности А.Б. Буланов

7. Дата выдачи задания 05.04.19

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов А.А. доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____  _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 97с., 14 рисунков, 28 таблиц, 21 источник.

ХАРАКТЕРИСТИКА, РЕЖИМ, ВАРИАНТЫ, ГЛАВНАЯ СХЕМА, ТРАНСФОРМАТОР, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ.

В данной работе, идет разработка схемы подключения к централизованному электроснабжению сел: Соболиный, Красный Яр, Ясневый и Олон, путем строительства ВЛ-20 кВ и ПС 20/10 кВ Красный Яр в Приморском крае в связи с тем, что происходит износ ДЭС в данном районе.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование подстанции «Красный Яр» напряжением 20/10 кВ и подключение ее к ПС « В. Перевал».

Задача выпускной квалификационной работы состоит в производстве расчета режима электрической сети, рабочих токов и токов короткого замыкания. Произвести выбор основного электрического оборудования указанной выше подстанций. Выполнить расчет молниезащиты и защитного заземления проектируемой подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Краткая характеристика Пожарского района	8
1.1 Климатическая и географическая характеристика района	15
1.2 Характеристика энергосети Пожарского района	16
2 Расчет режима действующей электрической сети	20
3 Разработка вариантов конфигурации электрической сети	29
4 Выбор главной схемы ПС «Красный Яр»	34
4.1 Выбор сечений питающих линий ПС «Красный Яр»	35
4.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	36
5 Расчет токов короткого замыкания	39
6 Выбор оборудования	46
6.1 Выбор комплектных распределительных устройств	46
6.2 Выбор выключателей	47
6.3 Выбор и проверка разъединителей	50
6.4 Выбор и проверка трансформаторов тока	51
6.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	53
6.6 Выбор шинных конструкций	57
6.7 Выбор опорных изоляторов	60
6.8 Выбор проходных изоляторов	63
6.9 Выбор ограничителя перенапряжений	57
7 Релейная защита и автоматика	64
7.1 Основные типы защит трансформаторов	64
7.2 Газовая защита трансформатора	65
7.3 Дифференциальная защита трансформаторов	65
7.4 Расчет основных защит трансформатора	66
8 Изоляция и перенапряжения	69

8.1 Общие положения	69
8.2 Расчёт заземлителя	70
8.3 Расчёт молниезащиты	73
8.4 Анализ грозоупорности	75
9 Безопасность и экологичность	79
9.1 Безопасность	79
9.3 Экологичность	82
9.2 Чрезвычайные ситуации на подстанции	86
10 Экономика	89
Заключение	94
Библиографический список	95

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ПС – подстанция;

КЗ – короткое замыкание;

ВН – высокое напряжение;

НН – низшее напряжение;

РУ – распределительное устройство;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

ВЛ – воздушная линия;

ЛЭП – линия электропередач;

РЗА – релейная защита и автоматика;

АВР – автоматический ввод резерва;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ЭЭС – электроэнергетическая система

ВВЕДЕНИЕ

Основными целями разработки Схемы и программы развития электроэнергетики Приморского края на период 2018-2022 годы (далее — СиПР ПК) являются: развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую и тепловую энергию (мощность), формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики, разработка дополнительных предложений по обеспечению спроса на электрическую энергию (мощность) нагрузок (подтвержденных заявками на технологическое присоединение).

Основными задачами работы по формированию СиПР ПК являются:

- обеспечение надежного функционирования энергосистемы;
- разработка предложений по вводу в эксплуатацию, выводу из эксплуатации, реконструкции и модернизации генерирующих мощностей ЭС;
- разработка предложений по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше (по объемам и срокам реконструкции действующих и вводам новых электросетевых объектов);
- обеспечение развития топливно-энергетического комплекса Приморского края, определение направлений развития, оценка состояния;
- обоснование оптимальных направлений развития электрических сетей ЭС для обеспечения гарантированного электроснабжения потребителей эффективного функционирования электрических сетей с учетом динамики спроса на электрическую мощность, перспективы развития генерирующих мощностей;
- обоснование направлений развития генерирующих мощностей, в том числе когенерации;
- обеспечение баланса между производством и потреблением в ЭС, в том числе предотвращение возникновения локальных дефицитов производства

электрической энергии и мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей;

– информационное обеспечение деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, инвесторов;

– обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, программ (схем) территориального планирования, схем и программ перспективного развития электроэнергетики.

В целях развития централизованного электроснабжения в Пожарском районе планируется осуществить развитие энергосистемы путем строительства ВЛ-20 кВ вдоль дороги. В настоящее время энергоснабжение данных населенных пунктов обеспечивают дизельные электростанции с крайне высокой стоимостью киловатт-часа и высоким удельным расходом топлива.

Актуальность данного дипломного проекта заключается в том, что строительство ВЛ-20 кВ и ПС «Красный Яр» позволит обеспечить централизованное энергоснабжение сёл Красный Яр, Ясневый, Соболиный и Олон, что повысит качество и надежность электроэнергии.

Целью данного проекта является определение наиболее экономически целесообразного варианта подключения населенных пунктов.

В ходе выполнения дипломного проекта решены следующие задачи:

- Анализ ЭЭС;
- Разработка вариантов подключения;
- Расчет токов короткого замыкания;
- Выбор и проверка электрических аппаратов;

- Выбор релейной защиты и автоматики
- Оценка экономической эффективности предлагаемого варианта.

В ходе решения дипломного проекта были использованы ПК «RastrWin-3», «MathCad-15», а также пакет офисных программ «Microsoft Office- 2016.

1 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая характеристика Пожарского района

Характеристика Пожарского района

Пожарский район— административно-территориальная единица (район) и муниципальное образование (муниципальный район) в Приморском крае России. Административный центр — посёлок городского типа Лучегорск.

География

Общая протяжённость границы Пожарского муниципального района составляет примерно 1255,4 км, из них 526,1 км — часть границы с Хабаровским краем и 76,6 км — часть границы с Китайской Народной Республикой. Граница состоит из пяти основных участков. Площадь района составляет 22 670 км².

Пожарский муниципальный район граничит на севере с Хабаровским краем, на востоке — с Тернейским районом, на юге — с Красноармейским районом, на юго-западе — с Дальнереченским районом, на западе проходит Государственная граница между Российской Федерацией и Китайской Народной Республикой.

Протяжённость района с севера на юг от 40 до 120 км, с запада на восток превышает 300 км.

На территории Пожарского района, близ села Красный Яр находится национальный парк «Бикин». Это крупнейшая ООПТ юга Дальнего Востока и один из крупнейших национальных парков России, на территории которого выявлен 51 вид млекопитающих.

Рельеф

Большую часть района занимает бассейн реки Бикин. Рельеф разнообразен — от плоских равнин (Алчанская марь) до расчленённого среднегорья. В районе находится высшая точка всего Приморского края — гора Аник (1932 м).

Запад территории (долина реки Уссури и нижнее течение реки Бикин) характеризуется равнинным и низкогорным рельефом. Долины рек широкие, местами заболоченные. Над холмистыми равнинами лишь местами поднимаются сопки. Наиболее высоки они по границам района — хребет Стрельникова (до 944 м), гора Синяя (1115 м). К востоку бассейн Бикина сужается, обрамляющие его водоразделы становятся выше и круче. Восток района наиболее возвышен. На водоразделе рек Бикин и Максимовки горы поднимаются до 1758 м, а на водоразделе Бикина и Хора до 1932 м (Аник).

Верхние левые притоки Бикина (реки Зева и Килоу) стекают с обширного Зевинского плато, плавно понижающегося от 1000 м на главном водоразделе Сихотэ-Алиня до 500—600 м в районе реки Бикин. Реки здесь текут в глубоких V-образных долинах до 200—300 м глубиной.

Население

Население района составляет 28 109 человек (2018г).

Административное устройство

В Пожарском районе 24 населённых пункта в составе 1 городского и 9 сельских поселений

Экономика

- Добыча бурого угля на Лучегорском угольном разрезе.
- Получение электроэнергии на Приморской ГРЭС.
- Сельское хозяйство.

- Через Пожарский район проходит Транссибирская магистраль, в районе находятся крупная железнодорожная станция Губерово.
- Источник минеральной воды «Ласточка».
- Лесная промышленность.

В данном районе рассматриваются 4 села:

Село Соболиный

Соболиный (в 2001—2011 годах Соболиное) — село в Пожарском районе Приморского края России.

География

Село Соболиный расположено в северной части Приморского края, на правом берегу реки Бикин (приток Уссури), в 90 км к востоку от административного центра района — посёлка Лучегорск. Сообщение с селом Ясневый (вниз по течению реки) по автомобильной дороге местного значения, расстояние около 8 км. Стоит на недостроенной дороге «Восток».

Население

Население в селе составляет 189 человек (2010г).

Образование

МОУ СОШ

Инфраструктура

- почта;
- фельдшерско-акушерский пункт;
- отделение Верхне-Перевальненского лесхоза;
- МУ РЭП «Поиск»;
- клуб.

Село Ясеновый

Ясеновый — село в Пожарском районе Приморского края. Входит в Соболинское сельское поселение. До 1972 года посёлок носил название Сигоу.

Переименован после вооружённого конфликта за остров Даманский.

География

Село Ясеновый стоит на реке *Сигушка*, правом берегу реки Бикин, расстояние до устья Сигушки около 3 км. Автомобильная дорога к селу Ясеновый идёт от автотрассы «Уссури» (от сёл Федосьевка и Бурлит) через село Верхний Перевал. Расстояние до села Верхний Перевал около 70 км, расстояние до районного центра посёлка Лучегорск около 120 км (на юг от Федосьевки по автотрассе «Уссури»). От села Ясеновый вверх по течению Бикина дорога идёт к селу Соболиный, а вниз по течению — к селу Олон.

Население

Население в селе составляет 274 человека (2010г).

Образование

Информация отсутствует

Инфраструктура

Жители занимаются сельским хозяйством, заготавливают дары тайги, охотятся.

Село Красный Яр

Красный Яр — село в Пожарском районе Приморского края России.

География

Село Красный Яр расположено в северной части края, в 90 км к востоку от административного центра района — посёлка Лучегорск, на левом

берегу реки Бикин. На правом берегу реки Бикин напротив села Красный Яр стоит село Олон. Стоит на недостроенной дороге «Восток» у западной границы национального парка «Бикин».

Население

Население в селе составляет 551 человек (2010г).

Образование

- МОБУ СОШ № 15;
- Библиотека;
- Изостудия;
- детский сад.

Инфраструктура

Информация отсутствует

Село Олон

Олон — отдалённое село в Пожарском районе Приморского края. Входит в Краснояровское сельское поселение.

География

Село Олон стоит на правом берегу реки Бикин, напротив села Красный Яр. Сообщение с селом Ясневый (вверх по течению реки) по автомобильной дороге местного значения, расстояние – около 8 км. Расстояние до районного центра пос. Лучегорск по прямой – около 80 км.

Население

Население села составляет 38 человек (2010г).

Образование

Информация отсутствует

Инфраструктура

- Метеостанция.

Жители занимаются охотой, пчеловодством и сельским хозяйством.

1.2 Климатическая и географическая характеристика района

Климат в Районе умеренный муссонный. Зима солнечная, суровая и довольно снежная. Для холодного полугодия типичны инверсии и высокие суточные амплитуды температуры. Лето тёплое, с обильными дождями и грозами.

- Абсолютный максимум +38,0 °С
- Абсолютный минимум –47,3 °С
- Среднегодовая скорость ветра составляет 1,3 м/с.
- Среднегодовая инсоляция 5 кВт*ч/м²;

1.2 Характеристика энергосети Пожарского района

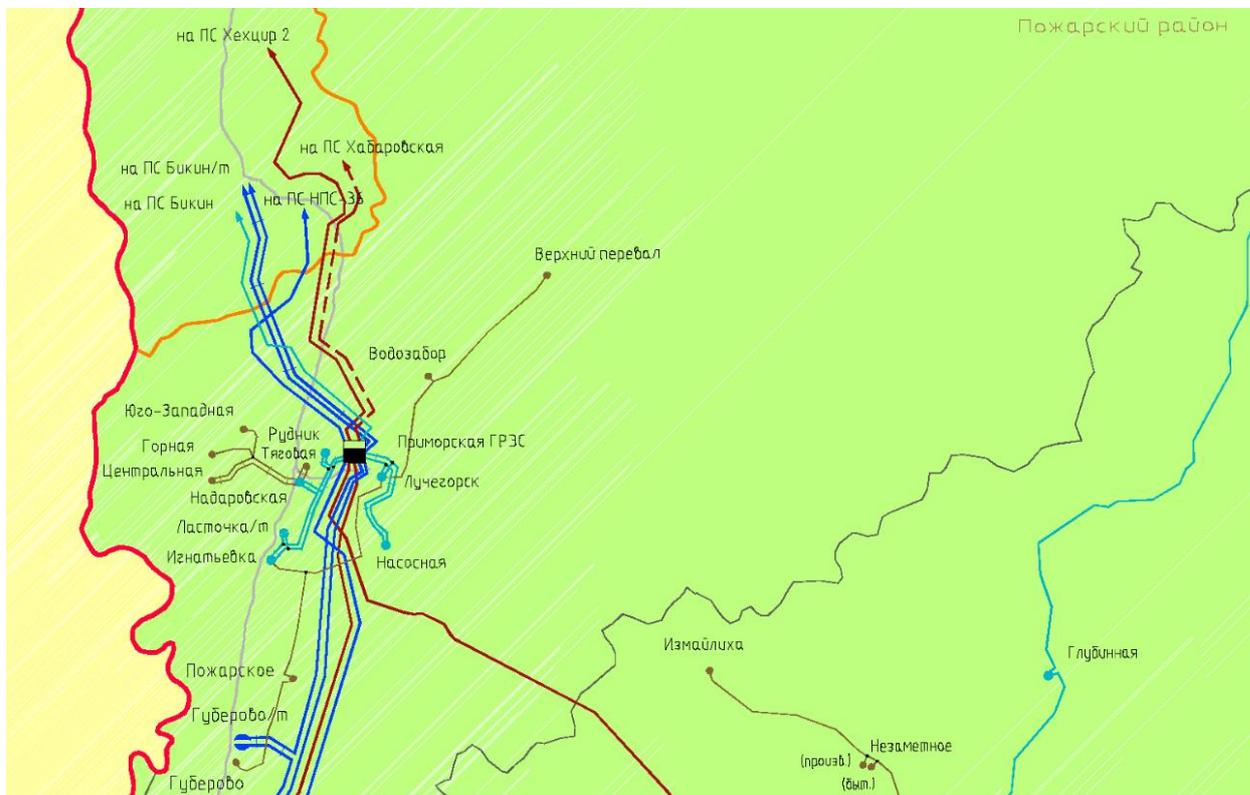


Рисунок 1- Карта Пожарского района

- ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС — ПС Губерово-тяговая;
- ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС — ПС Бикин-тяговая;
- ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС — ПС Розенгартовка-тяговая;
- ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС — ПС Бикин;
- ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС — ПС НПС-36;
- ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС — ПС НПС-38;
- ВЛ 220 кВ Приморская ГРЭС — ПС Лесозаводск с отпайкой на ПС Иман;
- ВЛ 110 кВ Приморская ГРЭС — ПС Разрез — ПС Надаровская — ПС Ласточка-тяговая;
- ВЛ 110 кВ Приморская ГРЭС — ПС Насосная — ПС Лучегорск (2 цепи);
- ВЛ 110 кВ Приморская ГРЭС — ПС Разрез — ПС Надаровская — ПС Игнатьевка.

Подстанция 110/10/6 кВ «Разрез» мощностью 16 МВА, питается от одноцепной ВЛ 110 кВ от Приморской ГРЭС протяженностью 5,77 км по проводу АС-120/19.

Подстанция 110/35/10 кВ «Надаровская» мощностью 16 МВА, питается от одноцепной ВЛ 110 кВ от ПС «Разрез» протяженностью 6,33 км по проводу марки АС-95/16.

ПС 110/35/13 кВ «Ласточка/т» с расщепленной обмоткой, питается от одноцепной ВЛ 110 кВ от ПС «Надаровская» протяженностью 15,5 км по проводу марки АС-120/19.

Подстанция «Игнатьевка» 110/35/10 кВ, запитывается одноцепной воздушной линией от ПС «Надаровская», протяженность линии 15,1 км, также выполнена проводом марки АС-120/19. На подстанции установлена пара трехобмоточных трансформаторов 110/35/10 кВ мощностями 6,3 МВА.

ПС 35/6 кВ «Тяговая» питается от ПС «Надаровская» по ВЛ 35 кВ АС-95, протяженностью 4,6 км. На подстанции установлены трансформаторы 35/6 кВ номинальной мощностью 10 МВА.

Подстанция 35/10 кВ «Пожарское», питается от ПС «Игнатьевка». На подстанции установлена пара двухобмоточных трансформаторов мощностью 2,5 МВА и 1,6 МВА, протяженностью 32 км по проводу АС-70/11.

Подстанция 35/10 кВ «Губерово», является тупиковой, питается от ПС «Пожарское» по проводу АС-70/11 на расстоянии 14,95 км.

ПС 35/6 кВ «Центральная» запитывается одноцепной ВЛ от ПС «Надаровская». На подстанции стоит двухобмоточный трансформатор 35/6 кВ мощностью 10 МВА. Протяженность линии составляет 16,4 км по проводу АС-95.

Подстанция 35/6 кВ «Горная», является такой-же как и ПС «Центральная», за исключением разницы трансформатора, на ПС «Горная он с РПН. Протяженность линии составляет 17,5 км по проводу АС-95.

ПС 35/6 кВ «Юго- Западная» аналогична ПС «Центральная». Протяженность линии составляет 16,95 км.

ПС 35/10 кВ «Водозабор», является тупиковой, питается по одноцепной линии от ПС «Лучегорск» по линии АС-95/16 на расстояние 13,9 км.

ПС 35/10 кВ «В. Перевал», запитывается по одноцепной воздушной линии 35 кВ от подстанции «Лучегорск», протяженность линии составляет 31 км по проводу АС-95. Мощность подстанции составляет 1 МВА.

Подстанция 110/35/10 кВ «Лучегорск» запитывается по одноцепной линии от Приморской ГРЭС 110 кВ по проводу АС-120 на расстояние 3 км. На подстанции находятся два трехобмоточных трансформатора мощностью 10 МВА.

ПС 110/6 кВ «Насосная», является тупиковой питается от ПС «Лучегорск» по двухцепной линии, протяженностью 15 км по проводу АС-95.

2 РАСЧЕТ РЕЖИМА ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Главной задачей при эксплуатации электрических сетей является поддержание в них максимально стабильного напряжения, приближенного к номинальному значению, требуемой пропускной способности и частоты сети.

Режимом работы ЭС называется ее состояние, определяемое значениями токов, частоты, мощностей, напряжений, характеризующих процесс производства, передачи и распределения энергии, преобразования, и так называемыми параметрами режима.

Целью электрического расчета сети является проверка допустимости параметров режима для элементов сети, в частности проверка допустимости величин напряжений по условиям работы изоляции, величин токов, по условиям работы источников активной и реактивной мощности, величин мощностей, по условиям нагрева проводов, оценка качества электроэнергии путем сравнения отклонений напряжений в сети с допустимыми отклонениями напряжений от номинальных значений

В зависимости от состояния электрической сети и генерирующего оборудования среди установившихся режимов принято выделять: послеаварийные режимы, нормальные режимы, утяжеленные (ухудшенные) режимы, ремонтные режимы.

В электрический расчет входят, вычисление потерь активной и реактивной мощностей в сети, распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных, нормальных и послеаварийных режимах работы.

Для проверки соответствия схемы требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов при отключении наиболее загруженных линий и трансформаторов. Расчеты режимов сетей 20 кВ и выше выполняются для полной схемы сети — при всех включенных линиях и трансформаторах.

Расчет режима ЭС Пожарского района Приморского края произведу с помощью программно-вычислительного комплекса (ПВК) RastrWin3.

Исходные данные запишу с помощью таблиц

Таблица 1 – Информация о воздушных линиях электропередач в Пожарском районе

Марка провода	Протяженность, км	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСим
1	2	3	4	5	6
АС-70	5,2	Лучегорск 35 кВ- Отп.70	2,18	2,24	
	17,7	Отп.70- Пожарское 35 кВ	7,43	7,64	
	14,95	Пожарское 35 кВ- Губерово 35 кВ	6,27	6,45	
	14,3	Отп.70- Игнатьевка 35 кВ	6,01	6,18	
АС-95	2,86	Надаровская 110 кВ- Отп.44	0,85	1,24	7,5
	10,7	Лучегорск 35 кВ- Отп.58	3,21	4,64	
	20,3	Отп.58- В. Перевал 35 кВ	6,09	8,81	
	3,2	Отп.58- Водозабор	0,96	1,38	
	3,47	Отп.44 – Отп.21	1,04	1,52	9,1

АС-120	5,77	Отп.21- Приморская ГРЭС 110 кВ	1,2	2,07	12,9
	0,92	Отп.21- Разрез 110 кВ	0,23	0,39	2,4
	2,6	Приморская ГРЭС 110 кВ- Опт.14	0,64	1,11	6,9
	0,4	Отп.14- Лучегорск 110 кВ	0,09	0,17	1,1
	12,7	Ласточка/т 110 кВ- Отп.44	2,93	5,03	31,3
	1,1	Игнатъевка 110 кВ- Ласточка/т 110 кВ	0,04	0,07	0,5

Продолжение таблицы 1

Таблица 2 – Максимальные электрические нагрузки на шинах нн подстанций

Подстанция	Нагрузка на шинах нн	
	Рн, МВт	Qн, МВар
1	2	3
ПС Надаровская	5,5; 5,5	1,5; 1,5
ПС Разрез	1,8; 1,8	0,1; 0,1
ПС Насосная	2,8; 2,8	0,1; 0,1
ПС Лучегорск	5,2; 5,2	0,8; 0,8
ПС Ласточка	4,8	1,6
ПС Игнатъевка	5; 5	1,6; 1,6
ПС Пожарское	1,2; 1,2	0,5; 0,5
ПС Центральная	1,4; 1,4	0,6; 0,6

Совершив ввод данных в ПК RastrWin3, получаю расчет нормального установившегося режима электрической сети Пожарского района Приморского края, перетоки мощностей в линиях и напряжения на шинах подстанций.

где $P_{нач}$, $Q_{нач}$ – активная и реактивная мощность в начале линии, МВт, МВар

I_{max} – максимальный ток линии, А

$P_{кон}$, $Q_{кон}$ – активная и реактивная мощность в конце линии, МВт, МВар

dP , dQ – потери активной и реактивной мощности в линии, МВт, МВар

Запишем результаты расчета действующего режима в таблицы.

Таблица 3 - Результаты вычисления нормального режима ЭС

ЛЭП	$P_{нач}$	$Q_{нач}$	I_{max}	$P_{кон}$	$Q_{кон}$	dP	dQ
1	2	3	4	5	6	7	8
Отп.21(в)- Разрез 110 кВ	1	3	17	1	0	0,05	0,17
Отп.21(н)- Разрез 110 кВ	-27	-12	106	-19	4	0,14	0,51
Отп.21(в)-Отп.44(в)	-35	-24	214	22	-44	0,50	1,80
Отп.21(н) – Отп.44(н)	-13	-6	71	-3	-1	0,04	0,07
Отп.44(в)-Надаровская 110 кВ	-29	-21	181	-6	11	0,11	0,38
Отп.44(в)- Игнатъевка 110 кВ	-6	-3	35	-3	-1	0,02	0,17
Отп.44(н)- Ласточка 110 кВ	-13	-6	72	-3	-1	0,04	0,07

Таблица 4 – Напряжения на шинах нормальном режиме сети

Подстанция	Напряжение		
	Uвн, кВ	Uсн, кВ	Uнн, кВ
1	2	3	4
ПС Надаровская	113,17	37,24	13,16
ПС Разрез	114	-	10,54
ПС Насосная	114,3	-	7,48
ПС Лучегоorsk	114,94	37,47	10,56
ПС Ласточка/т	113,51	-	27,62
ПС Пожарское	36,14	-	10,04
ПС Центральная	36,28	-	10,52

Для имитации аварийного режима отключаю самый загруженный участок ЭС Пожарского района

Таблица 5 - Результаты вычисления аварийного режима ЭС

ЛЭП	P_нач	Q_нач	I _{max}	P_кон	Q_кон	dP	dQ
1	2	3	4	5	6	7	8
Отп.21(в)- Разрез 110 кВ	1	3	14	1	0	0,04	0,14
Отп.21(н)- Разрез 110 кВ	-21	-9	81	-12	3	0,11	0,41
Отп.21(в)-Отп.44(в)	-25	-22	174	18	-36	0,40	1,60
Отп.21(н) – Отп.44(н)	-11	-5	63	-2	-1	0,03	0,05
Отп.44(в)-Надаровская 110 кВ	-23	-21	162	-5	9	0,11	0,28
Отп.44(в)- Игнатьевка 110 кВ	-4	-2	30	-2	-1	0,14	0,09
Отп.44(н)- Ласточка 110 кВ	-11	-5	63	-2	-1	0,03	0,05

Таблица 6 – Напряжения на шинах подстанций Пожарской РЭС в аварийном режиме сети

Подстанция	Напряжение		
	U _{вн} , кВ	U _{сн} , кВ	U _{нн} , кВ
1	2	3	4
ПС Надаровская	111,17	35,24	10,16
ПС Разрез	112	-	9,54
ПС Насосная	112,3	-	6,48
ПС Лучегорск	112,94	35,47	9,56
ПС Ласточка/т	111,51	-	25,62
ПС Пожарское	34,14	-	9,04

После введения предложенной реконструкции распределительной сети режим электрической сети будет следующим.

Таблица 7 - Результаты вычисления нормального режима ЭС после подключения

ЛЭП	P _{нач}	Q _{нач}	I _{max}	P _{кон}	Q _{кон}	dP	dQ
1	2	3	4	5	6	7	8
Отп.21(в)- Разрез 110 кВ	-20	-10	74	-19	-19	0,13	0,45
Отп.21(н)- Разрез 110 кВ	-3	-1	57	-3	-1	0,04	0,07

Продолжение таблицы 7

Отп.21(в)-Отп.44(в)	-6	25	69	-6	11	0,11	0,38
Отп.21(н) – Отп.44(н)	40	-14	127	41	-25	0,54	1,93
Отп.44(в)-Надаровская 110 кВ	-3	-1	49	-3	-1	0,09	0
Отп.44(в)- Игнатъевка 110 кВ	-24	0	70	-24	10	0,14	0,49
В. Перевал 20 кВ- Красный Яр 20 кВ	1	0,4	35	0,8	0,2	0,01	0,02

Таблица 8 – Напряжения на шинах подстанций при нормальном режиме сети после подключения

Подстанция	Напряжение		
	Uвн, кВ	Uсн, кВ	Uнн, кВ
1	2	3	4
ПС Надаровская	111,17	35,24	10,16
ПС Разрез	112	-	9,54
ПС Насосная	112,3	-	6,48
ПС Лучегоorsk	112,94	35,47	9,56
ПС Ласточка/т	111,51	-	25,62
ПС Красный Яр	20,14	-	10,04

Для имитации аварийного режима после подключения ПС «Красный Яр», отключаю самый загруженный участок ЭС Пожарского района.

Таблица 9 - Результаты вычисления аварийного режима ЭС после
 родключения ПС «Красный Яр»

ЛЭП	P_нач	Q_нач	I _{max}	P_кон	Q_кон	dP	dQ
1	2	3	4	5	6	7	8
Отп.21(в)- Разрез 110 кВ	1	3	14	1	0	0,04	0,14
Отп.21(н)- Разрез 110 кВ	-21	-9	81	-12	3	0,11	0,41
Отп.21(в)-Отп.44(в)	-25	-22	174	18	-36	0,40	1,60
Отп.21(н) – Отп.44(н)	-11	-5	63	-2	-1	0,03	0,05
Отп.44(в)-Надаровская 110 кВ	-23	-21	162	-5	9	0,11	0,28
Отп.44(в)- Игнатъевка 110 кВ	-4	-2	30	-2	-1	0,14	0,09
Отп.44(н)- Ласточка 110 кВ	-11	-5	63	-2	-1	0,03	0,05

Таблица 10 – Напряжения на шинах подстанций в аварийном режиме сети после подключения ПС

Подстанция	Напряжение		
	U _{вн} , кВ	U _{сн} , кВ	U _{нн} , кВ
1	2	3	4
ПС Надаровская	111,17	35,24	10,16
ПС Разрез	112	-	9,54
ПС Насосная	112,3	-	6,48
ПС Лучегорск	112,94	35,47	9,56
ПС Ласточка/т	111,51	-	25,62
ПС Пожарское	34,4	-	9,04
ПС Красный Яр	18.2		8.98

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Село Красный Яр не имеет централизованного электроснабжения с момента основания. Электроснабжение населения производится с помощью четырех ДЭС суммарной мощностью 860 кВт. Средняя электрическая нагрузка- 200 кВт. Максимальная электрическая нагрузка – 250 кВт.

Протяженность линий 10 кВ- 2,96 км. Протяженность линий 0,4 кВ- 7,5 км. Количество ТП 10/0,4 кВ- 4 шт. Количество ТП 0,4/10 кВ- 1 шт. Уличное освещение отсутствует.

Организация обслуживающая электросетевой комплекс села- общество с ограниченной ответственностью «Территория традиционного природопользования, лесохозяйство хозяйство Бикин» (ООО «ТП НЛХ Бикин»).

Общее состояние электросетевого комплекса оценивается, как удовлетворительное (в период 2014-2017 года произведена реконструкция ВЛ-10 кВ в объеме 1,2 км, ВЛ-0,4 кВ в объеме 5,5 км произведена замена все ТП-10/0,4 кВ).

Таблица 11- Энергопотребление и существующая схема электроснабжения

Режим подачи э/э (часов в сутки)	Максимальная электрическая нагрузка (кВт)	Объем годовой выработки э/э (тыс.кВт.ч)	Потребление э/э на собственные нужды (тыс.кВт.ч)	Потери в сетях (тыс.кВт.ч)/ %	Объем годового полезного отпуска (тыс.кВт.ч)	Население (тыс.кВт.ч.)	Бюджетные организации (тыс.кВт.ч)	Прочие потребители (тыс.кВт.ч)
23	250	832	4,8	47,47/5%	769	630	41,6	92,1



Рисунок 3- Схема электроснабжения

Первый вариант строительство ВЛ- 35 кВ по действующей автодороге.

Ориентировочная стоимость строительства ВЛ-35 кВ по от ПС «Верхний Перевал» - 238,9 млн. руб. Максимальная передаваемая мощность 1,2 МВт.

Указанная стоимость не учитывает усложняющее условия прохождения трассы ВЛ (горы, перевалы, переходы и т.д.). На этапе разработки проектной документации сметная стоимость реализации проекта можеткратно увеличиться.

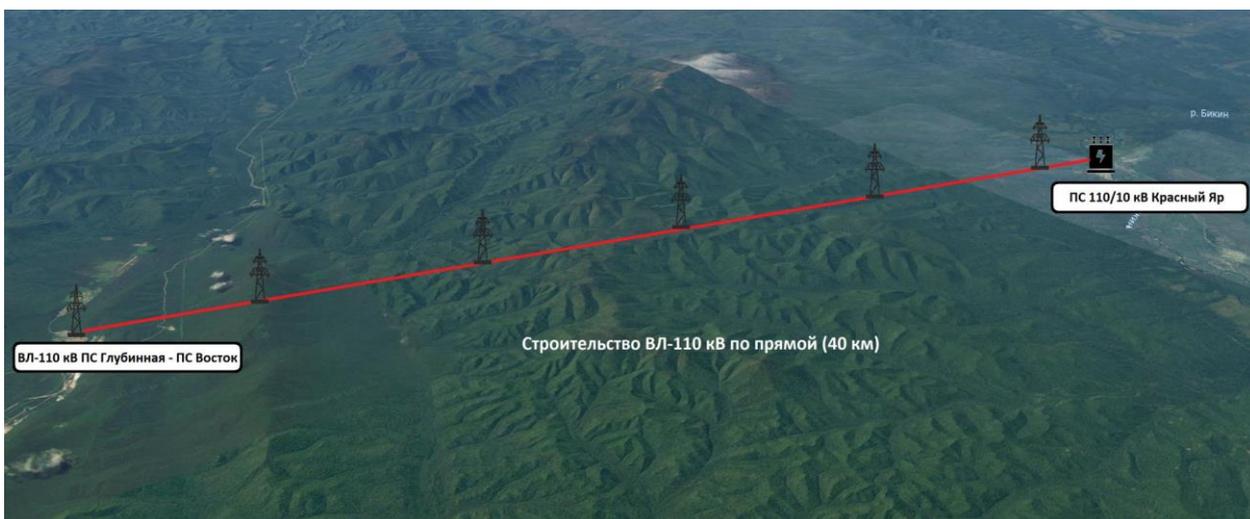


Рисунок 4 - строительство ВЛ 35 кВ и ПС 35/10 «Красный Яр»

Второй вариант строительство ВЛ-20 кВ по действующей автодороге.

Ориентировочная стоимость ВЛ- кВ вдоль дороги от ПС 35/10 кВ «В. Перевал»- 130,7 млн. руб. Максимальная передаваемая мощность 0,6 МВт.



Рисунок 5 - строительство ВЛ-20 кВ и ПС 20/10 кВ «Красный Яр»

Выбираем для дальнейших расчетов второй вариант.

Присоединение к электрическим сетям ПАО «ДРСК» от ПС 35/10 кВ «В. Перевал» с реконструкцией питающей ПС, строительством ВЛ-20 кВ протяженностью 80 км и ПС-20/10 кВ «Красный Яр». Срок полезного использования- 50 лет.

Рассмотрим плюсы строительства ВЛ- 20 кВ:

- Реализация через договор на технологическое присоединение к сетям ПАО «ДРСК»

- Срок реализации- 1,5

- Инвестиции- 131 млн. руб.

- Снижение тарифа для прочих потребителей после завершения строительства

- Развитие инфраструктуры за счет резерва мощности (в т.ч. возможность технологического присоединения двух близлежащих населенных пунктов)

1.4 Характеристика потребителей ПС «Красный Яр»

Надежность любой энергетической системы – это бесперебойное снабжение электроэнергией в пределах допустимых показателей ее качества и исключение ситуаций опасных для окружающей среды и людей.

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяются на следующие категории [12]:

Электроприемники I категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой значительный ущерб народному хозяйству, опасность для жизни людей, массовый брак продукции, повреждение дорогостоящего оборудования, нарушение

функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, расстройство сложного технологического процесса.

Электроприемники II категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей и массовым простоям рабочих.

Электроприемники III категории- это все остальные электроприемники.

Исходя из данных определений возникает ряд правил:

-электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, перерыв электроснабжения которых может быть нарушен лишь на время автоматического восстановления питания;

-электроприемники II категории необходимо обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания;

-для электроприемников III категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы в электроснабжении необходимы для ремонта или замены элемента системы, не превышающие 1 сутки.

Данный дипломный проект рассматривает развитие электрической сети напряжение 20 кВ включающую ПС «Красный Яр», при этом согласно исходным данным для проектирования на данной ПС в нагрузке присутствуют электроприемники третьей категории следовательно на ПС «Красный Яр» требуется установка одного трансформатора, данный факт необходимо учесть при проектировании РУ данной ПС.

4 ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПС «КРАСНЫЙ ЯР»

Подстанция «Красный Яр» 20/10 кВ является тупиковой одно-трансформаторной подстанцией, питающаяся от одной воздушной линии 20 кВ, подстанция предназначена для питания сёл: Соболиное, Ясеновое, Красный Яр и Олон в Пожарском районе.

Главной схемой электрических соединений ПС является состав сборных шин, основного электрооборудования, коммутационной и другой первичной аппаратуры.

В качестве РУ на стороне высокого напряжения 20 кВ выбираю типовую схему ЗН – блок (линия-трансформатор) с выключателем. Данная схема применяется для классов напряжения 20-500 кВ и рекомендуется для тупиковых или ответвительных однострансформаторных ПС при необходимости автоматического отключения поврежденного трансформатора от ВЛ, питающей несколько ПС. В схеме пускового этапа РУ (с переходом при дальнейшем развитии к более сложной схеме). Данная схема удовлетворяет требованиям ПС «Красный Яр», обеспечивает экономичность, надежность, простоту и безопасность эксплуатации.

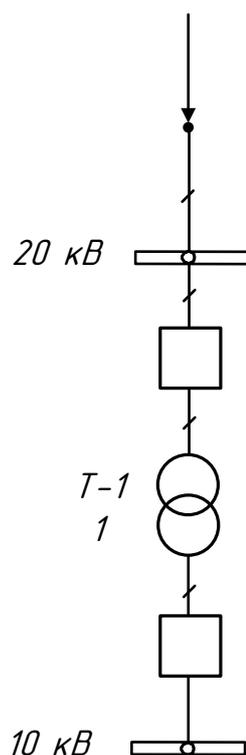


Рисунок 6- Главная схема подстанции

4.1 Выбор сечений питающих линий ПС «Красный Яр»

Реактивные составляющие максимальных нагрузок принимаю равными с учетом коэффициента реактивной мощности, для сети с номинальным напряжением 10 кВ $\text{tg}(\varphi)$ не выше 0,4. Так как отсутствуют данные, то потребление реактивной мощности на ПС «Красный Яр» будет равно

$$Q_H = 0,4 \text{ Мвар}$$

Для ВЛ-20 кВ выберем провод силовой неизолированный провод АН-25 он предназначен для распределения и передачи электрической энергии на напряжение: 35; 10; 0,660; 0,380; 1, его нужно проверить на длительно допустимый ток

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_M^2 + Q_H^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} \quad (1)$$

где P_m , Q_H – потоки активной и реактивной мощностей, МВт, Мвар;

n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

$$I_{max} = \frac{\sqrt{1^2 + 0,4^2}}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 20} = 0,034 \text{ кА}$$

Определим расчетный ток на участках линий

$$I_p = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t \quad (2)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

α_t – коэффициент, учитывающий совмещение максимумов нагрузки в электрической сети и число часов использования максимальной нагрузки линии.

$$\alpha_i = 1,05;$$

$$\alpha_t = 1,07.$$

$$I_p = 0,034 \cdot 1,05 \cdot 1,07 = 0,038 \text{ кА}$$

Для АН-25 допустимый длительный ток равен $I_{доп} = 105 \text{ А}$

Данный провод сечения АН-25 удовлетворяет требованиям.

4.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Исходными данными которые выбираются при выборе мощности силовых трансформаторов является активная и реактивная мощность.

$$S_P = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_H^2}}{2 \cdot K_3} \quad (3)$$

где P_{cp} – среднее значение активной мощности, МВт;

Q_H – некомпенсированная реактивная мощность, Мвар;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора (для потребителя III категории= 0,9).

$$S_P = \frac{\sqrt{1^2 + 0,4^2}}{1 \cdot 0,9} = 1,197 \text{ МВА}$$

Мощность трансформатора выбирается из нормального ряда выпускаемых трансформаторов. Значение номинальной мощности должно превосходить значения расчетной. На подстанции «Красный Яр» выбираем один трехфазных двухобмоточных трансформатор ТМ-1600/20/10,5.

Выбранный нами трансформатор трехфазных двухобмоточных трансформатор проверем по коэффициенту загрузки:

$$K_3 = \frac{S_P}{n \cdot S_{ном.тр}} \quad (4)$$

При работе одного трансформатора

$$K_3 = \frac{1,197}{1 \cdot 1,6} = 0,748$$

Данный трансформатор подходит по коэффициенту загрузки, что доказывает его правильность выбора трансформатора.

Таблица 12 – Каталожные данные трансформатора

ТМ-1600/20/10,5.	Напряжение обмоток, кВ	Напряжение короткого замыкания, %
1	2	3
Обмотка ВН	20	6,5
Обмотка НН	10,5	

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора аппаратуры и проверки элементов электроустановок (шин, изоляторов, кабелей и т. д.) на термическую и электродинамическую устойчивость, а также выбора уставок срабатывания защит и проверки их на чувствительность срабатывания. С целью упрощения расчетов токов КЗ для решения большинства практических задач вводят допущения, которые не дают существенных погрешностей:

не учитываются емкости, а следовательно, и емкостные токи в воздушной и кабельной сетях;

трехфазная сеть принимается симметричной; не учитываются токи нагрузки;

не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи.

Расчет токов КЗ с учетом действительного режима и действительных характеристик работы весьма сложен. Тем не менее, для решения задачи выбора и проверки оборудования, вводятся некоторые условности, упрощающие дальнейшие расчеты.

К таким допущениям относят следующее:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов

- фазы ЭДС всех генераторов не изменяются в течение всего процесса КЗ;

- не учитывают емкости проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю

- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и независящими от тока индуктивные сопротивления короткозамкнутой цепи;

- считается, что трехфазная система является симметричной;
- при вычислении ток КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением сети

- влияние нагрузки на ток КЗ не учитывают;

Данные разрешения вместе с упрощением расчетов приводят к некоторому завышению токов КЗ.

Расчет токов короткого замыкания выполняется в именованных единицах с использованием точного приведения в режиме параллельной работы трансформаторов.

Расчетная схема приведена на рисунке 7.

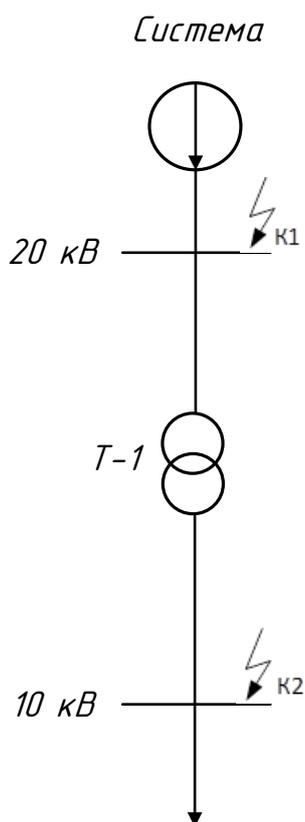


Рисунок 7 - Расчетная схема замещения

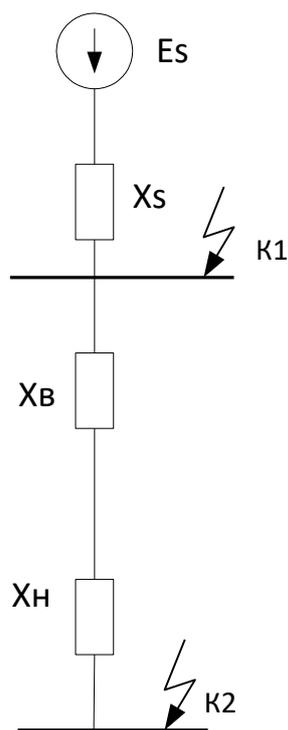


Рисунок 8 – Преобразованная схема замещения

Определение параметров данной схемы замещения

По формулам (5-6) определяются напряжения КЗ обмоток:

$$u_{кв} = 0,5 \cdot (u_{квс} + u_{квн} - u_{ксн}) \quad (5)$$

$$U_{кв} = 0,5 \cdot (6,5 + 6,5) = 6,5 \text{ кВ}$$

$$u_{кн} = 0,5 \cdot (u_{квн} + u_{ксн} - u_{квс}) \quad (6)$$

$$U_{кн} = 0,5 \cdot (6,5 + 6,5) = 6,5 \text{ кВ}$$

где $u_{кв}$ – напряжение короткого замыкания обмотки высшего напряжения трансформатора;

$u_{кн}$ – напряжение КЗ обмотки низшего напряжения трансформатора

$u_{ксн}$ – напряжение КЗ обмоток среднего – низшего напряжения трансформатора

$u_{квн}$ – напряжение короткого замыкания обмоток высшего – низшего напряжения трансформатора;

По формулам (7-8) определяются сопротивления обмоток трансформаторов, приведенные к высокой стороне.

Сопротивление обмотки ВН:

$$X_{1В} = X_{2В} = \frac{u_{кВ}}{100} \cdot \frac{U_B^2}{S_H} \cdot \left(\frac{U_B}{U_B} \right)^2 \quad (7)$$

где S_H – номинальная мощность трансформатора

U_B – номинальное напряжение обмотки ВН;

.

Сопротивление обмотки НН:

$$X_{1Н} = X_{2Н} = \frac{u_{кН}}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_H} \cdot \left(\frac{U_B}{U_H} \right)^2 \quad (8)$$

где U_H – номинальное напряжение обмотки НН;

$$X_{1В} = X_{2В} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{20^2}{1,6} \cdot \left(\frac{20}{20} \right)^2 = 16,25 \text{ Ом}$$

$$X_{1Н} = X_{2Н} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{1,6} \cdot \left(\frac{20}{10,5} \right)^2 = 16,16 \text{ Ом}$$

Сопротивление системы бесконечной мощности в минимальном режиме $X_s=13,8 \text{ Ом}$

Сопротивление системы в максимальном режиме $X_s=10,8 \text{ Ом}$

Сворачиваем схему

Расчетное место
КЗ 1

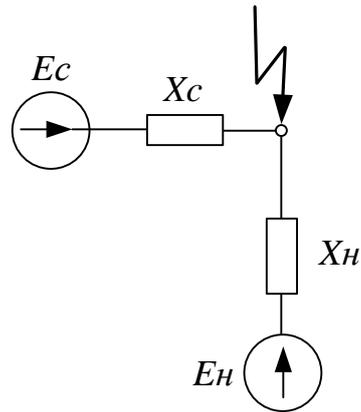


Рисунок 9- Сворачивание схемы замещения

Расчетное место
КЗ 1

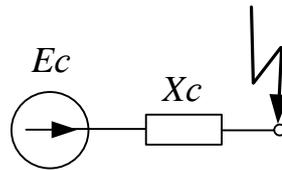


Рисунок 10 – Сворачивание схемы замещения

Результирующее сопротивление одноименных обмоток трансформаторов выполняется по правилу параллельного соединения одинаковых сопротивлений по формулам (9-10)

$$X_{\text{в}} = X_{1\text{в}}/2 = 16,25/2 = 8,12 \text{ Ом} \quad (9)$$

$$X_{\text{н}} = X_{1\text{н}}/2 = 16,16/2 = 8,08 \text{ Ом} \quad (10)$$

Эквивалентные сопротивления схемы замещения относительно точки К2 определяются по формуле (11-12):

$$X_{\text{к2}_{\text{max}}} = X_{\text{с}} + X_{\text{в}} + X_{\text{н}} = 10,8 + 8,12 + 8,08 = 27 \text{ Ом} \quad (11)$$

$$X_{K2_{\min}} = X_S + X_B + X_H = 10,8 + 8,12 + 8,08 = 30 \text{ Ом} \quad (12)$$

Расчет токов КЗ

Значение периодической составляющей тока короткого замыкания в начальный момент времени, приведенное к высокой стороне определяется по формуле:

$$I_{no_{\text{в}}} = E_c / X_k, \quad (13)$$

где X_k - эквивалентное сопротивление схемы замещения

E_c – ЭДС системы бесконечной мощности;

Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в точке К1, определенное по формуле (13):

$$I_{no1_{\text{в,max}}} = 20 / 10,8 = 1,8 \text{ кА}$$

$$I_{no1_{\text{в,min}}} = 20 / 13,8 = 1,4 \text{ кА}$$

Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания приведенное к напряжению в рассматриваемой точке определяется по формуле:

$$I_{no} = I_{no_{\text{в}}} \cdot \frac{U_{\text{в}}}{U_{\text{к}}} \quad (14)$$

где $U_{\text{к}}$ - номинальное напряжение обмотки трансформатора на стороне КЗ

$U_{\text{в}}$ – номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора;

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ приведенное к напряжению в рассматриваемых точках определенное по формуле (14):

$$I_{no1_{\max}} = 1,8 \cdot \frac{20}{6,5} = 5,53 \text{ кА}$$

Начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ определяется по формуле:

$$I_{ao} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \tag{15}$$

Начальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания для точки К1, определенное по формуле (15):

$$I_{ao1_{\max}} = \sqrt{2} \cdot 5,53 = 7,7 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot (1 + e^{-0,01/Ta}) \tag{16}$$

где Ta – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

По формуле (16) определяется ударный ток КЗ:

$$i_{y\partial 1 \max} = \sqrt{2} \cdot 5,53 \cdot (1 + e^{-0,01/0,02}) = 12,44 \text{ кА}$$

Таблица 13 – Токи КЗ

Точка короткого Замыкания	$I_{по}, \text{кА}$	$Ta, \text{с}$	$i_{уд}, \text{кА}$	$i_a, \text{кА}$
1	2	3	4	5
К1	5,53	0,02	12,44	7,7

6 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

На трансформаторной подстанции основными электрооборудованием являются разъединители, измерительные трансформаторы, силовые трансформаторы, ограничители перенапряжения, гибкие или жесткие шины. Выбор оборудования производится по максимальному рабочему току и номинальному напряжению, а затем проверяются на динамическую и термическую стойкость.

6.1 Выбор КРУ

Устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, и другими электрическими вспомогательными приборами называется (КРУ) комплектное распределительное устройство.

Шкафы с полной сборкой, готовые к работе с оборудованием поступают на место установки. Использование КРУ позволяет в значительной мере ускорить монтаж РУ. Они намного безопасней обычных РУ, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

На стороне низкого напряжения 10 кВ подстанции «Красный Яр» выберу комплектное распределительное устройство серии К-132 «Новатор».

Устройства комплектные распределительные на напряжение 6 (10) кВ серии К-132 «Новатор» предназначены для распределения и приема электрической энергии в электрических сетях переменного трехфазного тока частотой 50 и 60 Гц с уровнем номинального напряжения 6 (10) кВ с частично заземленной нейтралью или с изолированной.

Таблица 14 - Основные технические параметры шкафов КРУ серии К-132

Наименование параметра	Значение
1	2
U_H , кВ	6 (10)
U_P , кВ	7,2 (12)

Номинальный ток главных цепей, А	до 1250
Номинальный ток сборных шин, А	1250
Номинальный ток термической стойкости, кА	до 25
Номинальный ток отключения выключателя, кА	до 25
Номинальное напряжение вспомогательных цепей постоянного и переменного тока, В	220
Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей, кА	до 64
Уровень изоляции	по ГОСТ 1516.3-96 нормальная изоляция (уровень «а», «б»)
Вид изоляции токоведущих частей	комбинированная, (воздушная, твердая)

6.2 Выбор выключателей

Выключатели высокого напряжения должны обеспечивать надежное отключение любых токов, быть простым в обслуживании, соответствовать требованиям взрыво- и пожаробезопасности, действовать в максимально маленький отрезок времени, быть мобильными, а так же быть пригодными для быстродействующего АПВ.

Выбор выключателей производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (17)$$

- по длительному току

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (18)$$

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

$$I_{p.max} = 1,35 \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (19)$$

Проверка осуществляется по отключающей способности и термической устойчивости.

Выбор и проверка выключателя на стороне 20 кВ

$$I_{p.max} = 1,35 \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 20} = 63,5 \text{ A}$$

Таблица 15 - Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателя на стороне 20 кВ

Каталожные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_n = 20 \text{ кВ}$	$U_p = 20 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 11200 \text{ A}$	$I_{p.max} = 63,5 \text{ A}$	$I_p \leq I_n$
$i_{пр.скв} = 35,74 \text{ кА}$	$I_{уд} = 96,03 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 62500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 51,35 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$I_{вкл} = 90 \text{ кА}$	$I_{но} = 5,53 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 90 \text{ кА}$	$I_{но} = 5,53 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$

По полученным данным выключатель марки ВГМ-20- 90/11200 У3 удовлетворяет всем нашим условиям.

Аналогично выбираю выключатель на стороне 10 кВ

Выбор и проверка выключателя на стороне 10 кВ

$$I_{p.max} = 1,35 \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 127 \text{ A}$$

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 11,2^2 \cdot (0,4 + 0,065) = 58,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Термическая стойкость выключателя:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 16 - Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателя на стороне 10 кВ

Каталожные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2500 \text{ А}$	$I_{p.max} = 1949 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$i_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$	$I_{уд} = 28,81 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2997$	$B_k = 58,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 11,2 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 11,2 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$

Сравнивая данные приходим к выводу, что выключатель марки ВРС–10–31,5/2500 У2 удовлетворяет всем выше перечисленным условиям.

6.3 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, за исключением проверки отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

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

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

На стороне 20 кВ выбираем разъединитель РВР-20-8000

Расчёты для I_p и V_K берём аналогичные тем, что приведены выше.

Термическая стойкость выключателя:

Для главных ножей

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1,6^2 \cdot 3 = 7,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Для заземлителей

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1,6^2 \cdot 1 = 2,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 17.

Таблица 17 - Сопоставление каталожных и расчетных данных разъединителя на стороне ВН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_P = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 8000 \text{ А}$	$I_P = 63,5 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 320 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 12,44 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 7,68 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 51,35 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 2,56 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 51,35 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

6.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока – это трансформатор, первичная обмотка которого подключена к источнику тока, а вторичная обмотка замыкается на защитные или измерительные приборы, имеющие малые внутренние сопротивления.

Номинальный ток трансформатора тока следует выбирать как можно ближе к рабочему току самой установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Выбор трансформаторов тока производится:

- по напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

- по току

$$I_{\text{ном}} \leq I_{1\text{ном}}, I_{\text{мах}} \leq I_{1\text{ном}}.$$

где $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости

$$i_{y\partial} \leq k_{\partial\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}, \quad (20)$$

$$i_{y\partial} \leq i_{дин},$$

Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин РУ, вследствие этого такие трансформаторы по этим условиям не проверяются;

- по термической стойкости

$$B_k \leq (k_\tau \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_{тер}, \quad (21)$$

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$$

где k_τ – кратность термической стойкости

- по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (22)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора;

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока.

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть не менее 0,5.

К установке на КРУ – 20 кВ подстанции «Красный Яр» примем трансформатор тока ТОЛ-20-2.

Таблица 18 – Каталожные и расчетные данные ТОЛ-20-2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 20 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{1ном} = 600 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 63,5 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{1ном}$
$i_{дин} = 230 \text{ кА}$	$i_{y\delta} = 12,44 \text{ кА}$	$i_{y\delta} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 992 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 225 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$Z_{2ном} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,533 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

Из расчетных данных мы видим, что выбранный нами трансформатор тока удовлетворяет всем вышеперечисленным условиям.

К установке на КРУ – 10 кВ подстанции «Красный Яр» принимаем трансформатор тока ТОЛ-10

Таблица 19 – Каталожные и расчетные данные ТТ ТОЛ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_P = 1949 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_2 = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 2,6 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{дин} = 124 \text{ кА}$	$I_{уд} = 28,21 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 2352 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 407,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_k$

Из расчетных данных мы видим, что выбранный нами трансформатор тока удовлетворяет всем вышеперечисленным условиям.

6.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по напряжению установки;
- по вторичной нагрузке.

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-20.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице....

Класс точности для питания счетчиков принимается равным 0,2.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos\varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin\varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (23)$$

Таблица 20 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{\text{Обм}},$ ВА	Число обмоток	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр	Э-365	2	1	0	1	1	2	0
Вольтметр регистр-й	Н-394	2	1	0	1	1	2	0
Сумма							4	

Сравнение расчетных и каталожных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 21

Таблица 21 – Сопоставление расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{HT} = 20 \text{ кВ}$	$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 100 \text{ ВА}$	$S_P = 4 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Как мы видим из результатов выбранный нами трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Выберем ТН для измерений и учета на стороне 10 кВ. Нагрузка приборов, подключаемых к вторичной обмотке приведена в таблице...

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность	
							P, Вт	Q, ВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр	Э-365	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-355	1,5	2	1	0	1	3	-
Итого							5	

Принимаем ТН типа ЗНОЛП-10

Таблица 23 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 5 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{2\Sigma}}{I_{2ном}^2} = \frac{5}{0,607^2} = 1,357 \text{ Ом.} \quad (24)$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пров} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_{кон} = 100 - 13,57 - 0,1 = 83,33 \text{ Ом.} \quad (25)$$

Для 10 кВ применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина 40 м, тогда сечение будет равно:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{83,3} = 1,462 \text{ мм}^2. \quad (26)$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель сечением 2,5 мм². Проверяем условие выбора трансформатора напряжения с учетом выбранного нами сечения:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом.} \quad (27)$$

Вторичная нагрузка ТН с учетом выбранного сечения:

$$Z_2 = r_{\text{проб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{кон}} = 13,57 + 0,28 + 0,1 = 13,95 \text{ Ом.} \quad (28)$$

Вторичная нагрузка ТН не превышает номинальной допустимой нагрузки, $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$; $13,95 \leq 100 \text{ Ом}$, поэтому выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем условиям.

6.6 Выбор шинных конструкций

В закрытых РУ 6-10 кВ, а также на ОРУ высокого и среднего напряжения ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за дороговизны, как правильно, не применяются даже при непомерно больших токовых нагрузках. При больших токах рекомендуется выбирать шины коробчатого сечения.

Ток продолжительного режима:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{н}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (29)$$

$$I_{\text{норм}20} = \frac{1600}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 20} = 23,529 \text{ А}$$

$$I_{\text{норм}10} = \frac{1600}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 47,058 \text{ А}$$

$$I_{\text{р.мах}} = 1,35 \cdot I_{\text{норм}} \quad (30)$$

$$I_{\text{р.мах}20} = 1,35 \cdot 23,529 = 31,764 \text{ А}$$

$$I_{\text{р.мах}10} = 1,35 \cdot 47,058 = 63,528 \text{ А}$$

Принимаю в РУ 10 однополосные шины при номинальном токе $I_{\text{ном}} = 1150 \text{ А}$; $S = 320 \text{ мм}^2$, а в ОРУ 20 кВ однополосные шины при токе $I_{\text{ном}} = 365 \text{ А}$; $S = 120 \text{ мм}^2$.

Проверка по термостойкости:

На стороне 20 кВ:

$$I_{n.o} = 5,53 \text{ кА}; T_a = 0,02; i_y = 12,44 \text{ кА}.$$

На стороне 10 кВ:

$$I_{n.o} = 11,2 \text{ кА}; T_a = 0,05; i_y = 28,81 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс тока к.з.:

$$B_K = I_{n.o}^2 \cdot (t_{отк} + T_a). \quad (31).$$

$$B_{K20} = 11,07 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{K10} = 8,781 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{c}, \quad (32)$$

где $c = 91$ дано в справочных данных.

$$q_{\min 220} = \frac{\sqrt{29.792 \cdot 10^6}}{91} = 59,98 \text{ мм}^2$$

$$q_{\min 10} = \frac{\sqrt{8,781 \cdot 10^6}}{91} = 32,563 \text{ мм}^2$$

Шины термически стойкие и удовлетворяют вышеперечисленным условиям.

Далее проверяем шины на механическую прочность.

Наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании определяется по формуле, Н/м:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_y^2}{a} \quad (33)$$

где a – расстояние между фазами, м.

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} \quad (34)$$

где l – длина пролета между опорными изоляторами.

Напряжение в материале шины, появляющееся при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{yd}^2 \cdot l^2}{W_a} \quad (35)$$

Примем, что шины соединены жёстко, тогда момент сопротивления будет равен $W_a = 167 \text{ см}^3$.

$$\sigma_{расч20} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{39600^2 \cdot 2^2}{167} = 0,651 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{расч10} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{15840^2 \cdot 2^2}{167} = 0,104 \text{ МПа.}$$

Шинная конструкция считается электродинамически стойкой, если максимальное расчетное напряжение в материале шин $\sigma_{доп}$ не превосходят допустимых значений, т. е.

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп} \quad (36)$$

$$0,651 \leq 40$$

$$0,104 \leq 40$$

Таким образом, выбранные нами шины механически прочны и мы можем их использовать.

6.7 Выбор опорных изоляторов

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по допустимой нагрузке и номинальному напряжению. На сторонах 10 кВ выбираем опорные полимерные изоляторы марки ОСК 12,5-10-2 УХЛ1, $F_{разр} = 12000 \text{ Н}$, а на 20 кВ – изолятор опорный ИО-20-80х210, $F_{разр} = 10000 \text{ Н}$.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{i_{уд} \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (37)$$

Для 10 кВ:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{28810^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 336,16 \text{ Н}.$$

Для 20 кВ:

$$F_{из} = 1,62 \cdot \frac{35440^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 508,67 \text{ Н}.$$

Допустимая нагрузка на изолятор $F_{доп}$ принимается равной 60% от минимальной разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приложенной к головке изолятора.

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр} \quad (38)$$

Для 10 кВ:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 12000 = 7200 \text{ Н.}$$

$$F_{дон} \geq F_u$$

Для 20 кВ:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н.} \quad (39)$$

Для 10 кВ:

$$7200 \text{ Н} \geq 336,16 \text{ Н.}$$

Для 20 кВ:

$$6000 \text{ Н} \geq 508,6 \text{ Н.}$$

Опорные изоляторы марок ИО-20-80х210 и ОСК 12,5-10-2 УХЛ1 являются механически прочными.

Общий вид опорного изолятора ИО-20-80х210 приведен на рисунке 11.

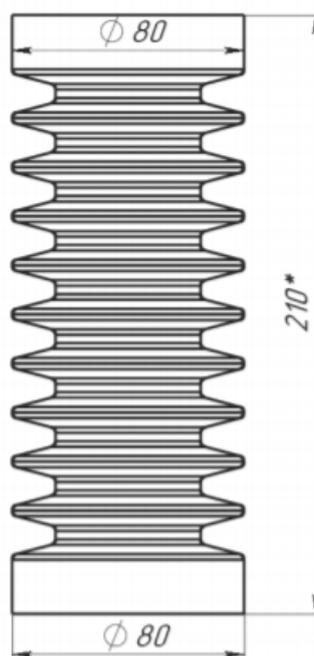


Рисунок 11 – Общий вид опорного изолятора ИО-20-80x210

Общий вид опорного изолятора ОСК 12,5-10-2 УХЛ1 приведен на рисунке 12.

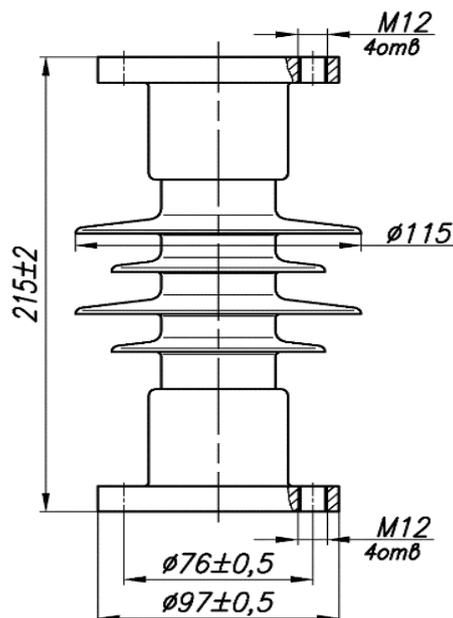


Рисунок 12 – Общий вид опорного изолятора ОСК 12,5-10-2 УХЛ1

Таким образом, мы можем утверждать, что опорный изолятор марки ОСК 12,5-10-2 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

6.8 Выбор проходных изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по допускаемой механической нагрузке, напряжению и допустимому току. Для КРУ 10 кВ выберем проходные изоляторы ИПУ-10-150 с допустимой силой на изгиб:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н};$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yo}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} \text{ Н}; \quad (40)$$

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{28,81^2}{1,62} \cdot 1,5 \cdot 10^{-7} = 665,6 \text{ Н};$$

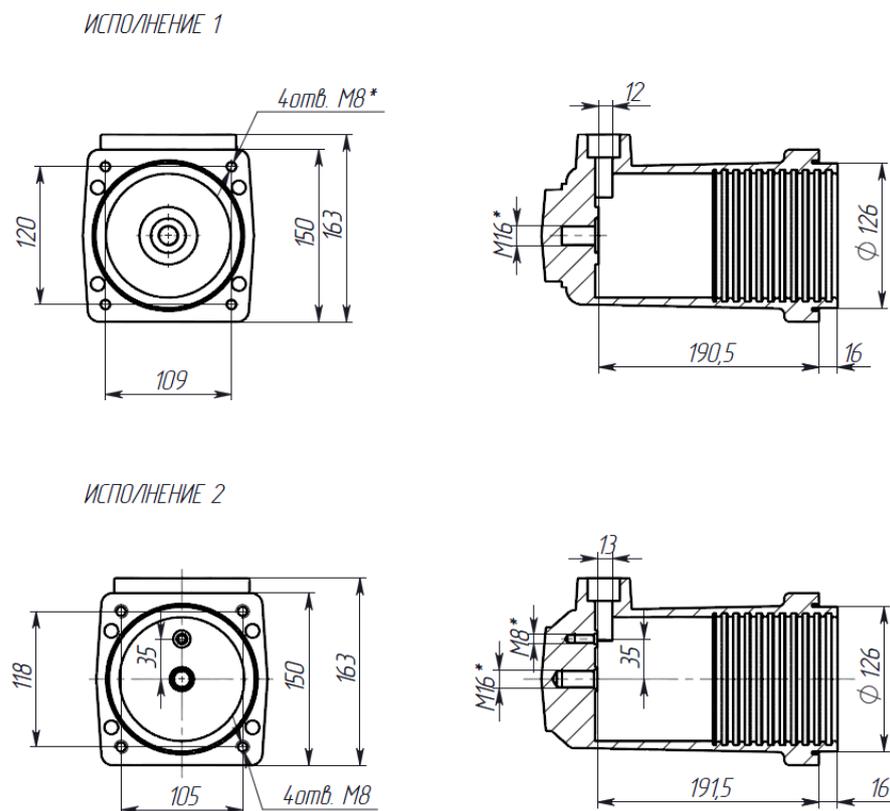


Рисунок 13 – Общий вид проходного изолятора ИПУ-10-150

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

7.1 Основные типы защит трансформаторов

Трансформатор довольно-таки надежная электроустановка благодаря отсутствия в нем подвижных частей. Но в процессе эксплуатации возникают ситуации с нарушением нормальных режимов работы, что в свою очередь может привести к выведению из строя электроустановки. Поэтому трансформаторы оснащаются соответствующими им устройствами РЗ.

На вводах трансформаторов, ошиновке и в кабелях существует вероятность возникновения межфазных коротких замыканий и замыкания на землю. В обмотках трансформаторов возможно замыкания между обмотками разных напряжений и появление межфазных и межвитковых КЗ.

Помимо вышеперечисленного есть вероятность перегрузки, понижению уровня масла, выделению из масла горючих газов, а так-же повышению его температуры и прохождению через трансформатор сверхтоков.

Защита трансформаторов должна:

- подавать предупредительный сигнал дежурному персоналу подстанции при перегрузке трансформатора, разложении масла, понижении уровня масла, повышении его температуры.

- отключать трансформатор от поврежденной части установки при прохождении через него больших токов, а также при повреждениях или отказах защит оборудования или выключателей;

- полностью отключать трансформатор при его повреждении;

Токовая отсечка мгновенного действия - для защиты трансформатора при повреждениях его ошиновки, вводов и части обмотки со стороны ИП.

Дифференциальная защита - при повреждениях обмоток, вводов и шин трансформаторов.

Газовая защита – нужна для защиты от повреждений внутри бака трансформатора, сопровождающаяся выделением газа, и еще при понижениях уровня масла.

Максимальная токовая защита (МТЗ) – необходима для защиты от сверхтоков, которые проходят через трансформатор, при повреждении как самого трансформатора, так и остальных его элементов, связанных с ним.

Защита от перегрузки, действующая на сигнал, для оповещения дежурного персонала или с действием на отключение на подстанциях без постоянного дежурного персонала. Защита от замыканий на корпус. В особых случаях на трансформаторах могут также применяться и другие виды релейных защит.

7.2 Газовая защита трансформатора

Газовая защита является универсальной защитой для трансформатора, но в то же время она является наиболее чувствительной. Она устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Использование данной защиты является обязательным на трансформаторах мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих быстродействующей защиты. На трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА применение газовой защиты при наличии другой быстродействующей защиты допускается, но в ряде случаев не является обязательным.

7.3 Дифференциальная защита трансформаторов

Основной быстродействующей защитой является дифференциальная. Эта защита сложна и ставится не на всех трансформаторах. Устанавливается на одиночно работающих трансформаторах мощностью 6300 кВА и выше; на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВА и выше; на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности ($K_v < 2$), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 1 с.

Данная защита работает селективно и быстро, отключая поврежденную электроустановку, сохраняя в работе другие.

Дифференциальная защита, без выдержки времени, обеспечивает отключение только поврежденного трансформатора. Для выполнения дифференциальной защиты трансформатора устанавливаются трансформаторы тока со стороны всех его обмоток.

Если рассматривать принцип действия дифференциальной защиты, то условно можно принять, что защищаемый трансформатор имеет коэффициент трансформации, равный единице, одинаковые трансформаторы тока с обеих сторон и одинаковое соединение обмоток.

7.4 Расчет основных защит трансформатора

Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора соответствующей его проходной мощности

Сторона ВН:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном,прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (41)$$

$$I_{ном} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 20} = 47,1 \text{ A}$$

Сторона НН:

$$I_{ном} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 94,1 \text{ A}$$

Коэффициент трансформации ТТ

Сторона ВН

$$K_T = 600 / 5$$

Сторона НН

$$K_T = 2000 / 5$$

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий проходной мощности трансформатора:

Сторона высокого напряжения

$$I_{ном,В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I} \quad (42)$$

$$I_{ном,В} = \frac{47,1 \cdot \sqrt{3}}{600 / 5} = 0,667 \text{ A}$$

Сторона низкого напряжения

$$I_{ном,В} = \frac{94,1 \cdot \sqrt{3}}{2000 / 5} = 0,399 \text{ A}$$

Расчет МТЗ:

Рабочий максимальный ток

Сторона высокого напряжения

$$I_{р.мах} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (43)$$

$$I_{р.мах} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 20} = 94,2 \text{ A}$$

Сторона низкого напряжения

$$I_{р.мах} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 188,2 \text{ A}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{МТЗ} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.зап.}}{K_B} \cdot I_{р.мах} \quad (44)$$

Сторона высокого напряжения

$$I_{МТЗ} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 94,2 = 265,9 \text{ A}$$

Сторона низкого напряжения

$$I_{МТЗ} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 188,2 = 531,4 \text{ A}$$

Расчет защиты от перегрузки

Ток срабатывания защиты:

$$I_{C3.П} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{ном} \quad (45)$$

Сторона высокого напряжения

$$I_{C3.П} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 94,2 = 116,3 \text{ A}$$

Сторона низкого напряжения

$$I_{C3.П} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 188,2 = 234,5 \text{ A}$$

Вторичный ток защиты:

$$I_{втор.П} = K_{сх} \cdot \frac{I_{C3.П}}{n_T} \quad (46)$$

Сторона высокого напряжения

$$I_{втор.П} = 1,732 \cdot \frac{116,3}{600 / 5} = 1,7 \text{ A}$$

Сторона низкого напряжения

$$I_{втор.П} = 1,732 \cdot \frac{234,5}{2000 / 5} = 1,01 \text{ A}$$

8 ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

8.1 Общие положения

Распределительные устройства (РУ) электрических станций и подстанций выполняются наружной установки основного оборудования на открытом воздухе (ОРУ).

Во время работы распределительных устройств существует вероятность сверх высоких напряжений (выше рабочих) из-за грозовых внутренних перенапряжений.

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее в землю. Поскольку значения токов молнии подвержены статистическим разбросам, то и грозовые перенапряжения являются статистической величиной.

Источником внутренних перенапряжений являются ЭДС генераторов системы, а причиной – аварийные или нормальные переключения, сопровождающиеся резонансными явлениями или колебательными процессами.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) защищаются стержневыми молниеотводами, чаще несколькими.

Молниеприемники заземляются с учетом характера импульсного сопротивления заземлителя. Заземление молниеотводов отдельными заземлителями или чаще всего производится путем присоединения их к заземлителю подстанции.

При установке на ОРУ отдельно стоящих молниеотводов должны по правилам соблюдаться безопасные расстояния по воздуху и в земле от молниеотводов и их заземлителей до частей РУ.

8.2 Расчёт заземлителя

Алгоритм расчёта заземлителей подстанции:

Для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя контур сетки располагаются с выходом за границы оборудования по 2 м.

Площадь подстанции под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,8) \cdot (B + 2 \cdot 0,6) = (1 + 2 \cdot 0,6) \cdot (1 + 2 \cdot 0,6) = 5 \text{ м}^2 \quad (47)$$

Принимаем диаметр вертикальных и горизонтальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром равным:

$$d = 20 \text{ мм};$$

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 = \pi \cdot 10^2 = 314,16 \text{ мм}^2; \quad (48)$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{60^2 \cdot 10^6 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 207,02 \text{ мм}^2, \quad (49)$$

где $T = t_{01} = 0,2$ с – время срабатывания релейной защиты при его отключении;

$\beta = 21$ (для стали)- коэффициент термической стойкости.

Проверка данного сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) = 3,14 \cdot 0,102 \cdot (20 + 0,102) = 6,4 \text{ мм}^2 \quad (50)$$

где $S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,102$

где $T = 240$ мес - время использования заземлителя за 20 лет

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять данным условиям:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{T.C.} \text{ мм}^2; \quad (51)$$

$H = 2$ м – толщина сезонных изменений грунта.

Если данные условия выполняются:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} = F_{КОР} + F_{T.C.} \text{ мм}^2;$$

$$F_{M.П.} = 314,16 \geq F_{min} = 213,42 \text{ мм}^2;$$

$$F_{M.П.} = 314,16 \geq F_{min} = 213,42 \text{ мм}^2, \text{ то принимаем } d = 20 \text{ мм}.$$

Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{П-П} = 5 \text{ м}$.

Тогда общая длина полос в сетке будет равна:

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot S}{l_{П-П}} = \frac{2 \cdot 5}{2} = 5 \text{ м}; \quad (52)$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{Г}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{5}{2 \cdot \sqrt{5}} - 1 = 0,6; \quad (53)$$

Принимаем: $m = 1$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 2 \text{ м}; \quad (54)$$

При этом должно соблюдаться условие:

$$1,25 \leq a \leq 40$$

$$1,25 \leq 5,65 \leq 40$$

Величина a удовлетворяет данному условию.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (1 + 1) = 2 \cdot \sqrt{5} \cdot (1 + 1) = 9 \text{ м} \quad (55)$$

Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем: $l_B = 3 \text{ м}$ - длина вертикального электрода;

$$a = (0,25 - 8)l_B = 8 \cdot 3 = 24 \text{ м} \quad - \text{ расстояние между вертикальными}$$

электродами.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{129}}{24} = 5,6 \quad (56)$$

Принимаю: $n_B = 6$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (57)$$

где $\rho_{\text{ЭР}}$ -эквивалентное удельное сопротивление грунта.

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли:

$$h_3 = 0 \div 0,1 \cdot \sqrt{S} \text{ м};$$

$$h_3 = 0 \div 3 \text{ м};$$

Принимаю: $h_3 = 0,7 \text{ м}$.

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (58)$$

где ρ_1, ρ_2 –удельное электрическое сопротивление верхнего и нижнего слоёв.

k – коэффициент:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_{\text{в}}} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (59)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_{\text{в}}} \right) \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (60)$$

Исходя из того, что $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{40}{30} = 1,3$ расчёт коэффициента k производим по

формуле:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{0,5}{3} \right) = 0,17$$

Теперь определяем:

$$\rho_{\text{Э}} = 30 \cdot \left(\frac{40}{30} \right)^{0,17} = 31,5 \text{ Ом/м}$$

Вычисляем расчётное сопротивление рассматриваемого искусственного заземлителя:

$$R = 31,5 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{129}} + \frac{1}{470 + 7 \cdot 3} \right) = 0,43 \text{ Ом}$$

A_{\min} - коэффициент подобия; зависит от отношения: $\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{3}{\sqrt{129}} = 0,089$

Принимаем: $A_{\min} = 0,4$.

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_s + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (61)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1129}}{(31,5 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,1;$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot \alpha_u = 0,43 \cdot 1,1 = 0,47 \quad (62)$$

Данное условие $R_H < 0,5$ выполняется.

8.3 Расчёт молниезащиты

Сооружения и здания или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молний в год обязаны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты.

Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: сетчатых, тросовых, стержневых, комбинированных (например, тросово-стержневых).

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое сооружение, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода, можем считать часть пространства вокруг молниеотвода, который обеспечивает защиту зданий и

сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности.

Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа Б обладает степенью надежности 95 % и выше, а типа А – 99,5 % и выше.

Расчет молниезащиты зданий сооружений сводится к тому определению границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h \leq 150$ м представляет собой круговой конус, который в зависимости от типа зоны защиты характеризуется следующими представленными габаритами:

Нормируется два вида зон:

Зона А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б- с надежностью не менее 0,95 и $U > 500$ кВ.

Зона защиты двух равновеликих стержневых молниеотвода.

Принимаю высоту молниеотвода за значение:

$$H = 20 \text{ м,}$$

При $H \leq 150$ м.

Зона А

Высота зоны защиты:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot H = 17 \text{ м.} \quad (63)$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) H = 21,2 \text{ м.} \quad (64)$$

Высота защищаемого объекта: $h_x = 11$ м.

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) = 21,2 \cdot \left(1 - \frac{11}{17} \right) = 7,48 \quad (65)$$

Расстояние между молниеотводами 1-2:

$$L = 23 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли при $H < L \leq 2 \cdot H$:

$$r_{C0} = r_0 = 21,2 \text{ м.}$$

Минимальная высота зоны защиты равна:

$$h_{CX} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L - H) = 16,5 \text{ м.} \quad (66)$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_i}{h_{CX}} \right) = 7 \text{ м.} \quad (67)$$

Зона Б

Высота зоны защиты равна:

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,92 \cdot H = 18,4 \text{ м.} \quad (68)$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли равен:

$$r_0 = 1,5 \cdot H = 30 \text{ м.} \quad (69)$$

Высота защищаемого объекта равна: $h_x = 11 \text{ м.}$

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{ЭФ}}} \right) = 30 \cdot \left(1 - \frac{11}{18,4} \right) = 12$$

$$r_{C0} = r_0 = 30 \text{ м.}$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{CX} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L - H) = 17,9 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_i}{h_{CX}} \right) = 11,5 \text{ м.}$$

8.4 Анализ грозоупорности

Каждая электроустановка, предназначенная для передачи, распределения и генерации, электроэнергии, которая имеет изоляцию, соответствующую ее номинальному напряжению. Рабочее напряжение, может

отличаться от номинального.

Причиной грозových перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или вблизи нее.

Интенсивность грозовой деятельности характеризуется средним числом грозových часов в году. Среднее число ударов молнии в 1 км² поверхности земли принимается равным 0,067 удара за грозовой час. Число ударов молнии за 100 грозových часов в сооружение размерами $A \times B \times H$ рассчитывается по формуле

$$n = 6.7 \cdot (A + 7H) \cdot (B + 7H) \cdot 10^{-6} \quad (70)$$

$$n = 6.7 \cdot (1 + 7 \cdot 11) \cdot (1 + 7 \cdot 11) \cdot 10^{-6} = 0,0407$$

Среднее число перекрытий изоляции подстанции вследствие прорывов молнии в зону защиты определяется по формуле

$$\beta_1 = n \cdot P_{np} \cdot P_{пер} \cdot \frac{D_z}{100} \quad (71)$$

где $P_{np} = 0,005$ – вероятность прорыва молнии для зоны А в зону защиты молниеотводов из;

$D_z = 50$ - число грозových часов в году;

$P_{пер}$ - вероятность перерыва изоляции открытых распределительных устройств;

$$P_{пер} = e^{-0,04 \cdot I_{np.пер}}; \quad (72)$$

где $I_{np.пер}$ - критический ток перекрытия изоляции;

$$I_{np.пер} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{z},$$

где $U_{50\%} = 1250 \text{ кВ}$ – 50% разрядное напряжение гирлянды изоляторов с защитной арматурой;

$z = 470 \text{ Ом}$ - волновое сопротивление провода с учетом короны.

$$I_{np.пер} = \frac{2 \cdot 1080}{470} = 4,595 \text{ Ом},$$

$$P_{пер} = e^{-0,04 \cdot 4,595} = 0,832 \text{ кА},$$

$$\beta_1 = 0,0767 \cdot 0,005 \cdot 0,832 \cdot \frac{50}{100} = 0,159 \cdot 10^{-3},$$

Число обратных перенапряжений изоляции при ударе в молниеотвод определяется по формуле:

$$\beta_2 = n \cdot P_{np} \cdot P_{обр} \cdot \frac{D_2}{100}, \quad (73)$$

где $P_{обр}$ - вероятность обратных перекрытий изоляции при ударах в молниеотвод.

$$P_{обр} = e^{-0,04 \cdot I_{пер}},$$

здесь $I_{пер}$ - критический ток обратных перенапряжений изоляции определяется по формуле:

$$I_{пер} = \frac{U_{50\%} - 50 \cdot L}{R_u}, \quad (74)$$

где L – высота подвеса линейной изоляции.

$$I_{пер} = \frac{1080 - 50 \cdot 16,5}{0,24} = 1,06 \text{ кА},$$

$$P_{обр} = e^{-0,04 \cdot 1,06} = 0,95;$$

$$\beta_2 = 0,0767 \cdot 0,005 \cdot 0,95 \cdot \frac{50}{100} = 0,18 \cdot 10^{-3},$$

Вероятность обратных перекрытий изоляции вследствие набегания на нее опасных импульсов грозových перенапряжений за год:

$$\beta_3 = 4 \cdot h_{mp} \cdot \left\{ P_\alpha + (1 - P_\alpha) \cdot \left(\frac{4 \cdot h_{он}}{L_{3н}} \cdot P_{он} \cdot \eta_1 + \right. \right. \quad (75)$$

$$\left. \left. + (1 - \frac{4 \cdot h_{он}}{L_{3н}}) \cdot P_{mp} \cdot \eta_2 \right) \right\} \cdot \frac{D_2}{100} \cdot \frac{m \cdot L_{он}}{100},$$

где m – число отходящих линий;

$h_{он}$ - высота опоры;

$L_{3н}$ - длина защищаемого подхода;

$\eta_l = 0,7$ - вероятность образования устойчивой дуги при пробое воздушной изоляции;

P_{on} - вероятность перекрытия изоляции опоры;

P_α - вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту;

h_{mp} - высота подвеса троса;

P_{mp} - вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в трос в пролете;

$$\ln P_\alpha = \frac{\alpha \cdot \sqrt{h_{on}}}{90} - 4 \quad (76)$$

где $\alpha = 20^\circ$ - угол защиты.

$$\ln P_\alpha = \frac{20 \cdot \sqrt{22,5}}{90} - 4 = -2,9$$

$$P_\alpha = 10^{-2,9} = 1,25 \cdot 10^{-3}$$

$$P_{on} = e^{-0,04 \cdot I_{np.on}},$$

$I_{np.on}$ - критический ток при ударе в вершину опоры.

$$I_{np.on} = \frac{U_{50\%}^+}{R_u + \delta \cdot h_{on}},$$

$$I_{np.on} = \frac{1045}{0,24 + 0,3 \cdot 22,5} = 149,5 A$$

$$P_{on} = e^{-0,04 \cdot 149,5} = 2,5 \cdot 10^{-3}$$

$$\beta_3 = 4 \cdot 22,5 \cdot \{1,25 \cdot 10^{-3} + (1 - 1,25 \cdot 10^{-3}) \cdot (\frac{4 \cdot 22,5}{2000} \cdot 2,5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,7 + (1 - \frac{4 \cdot 22,5}{2000}) \cdot 0,0068 \cdot 0,38)\} \cdot \frac{50}{100} \cdot \frac{8 \cdot 5}{100} = 0,05$$

Показателем грозоупорности станции служит число лет безаварийной работы, которое определяется по формуле:

$$M = \frac{1}{\beta_1 + \beta_2 + \beta_3} = \frac{1}{0,159 \cdot 10^{-3} + 0,18 \cdot 10^{-3} + 0,05} = 19,8 \text{ лет.} \quad (77)$$

4 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Энергетика – это основа промышленности всего мирового хозяйства. Энергетические объекты по степени влияния на окружающую среду принадлежат к числу наиболее интенсивно воздействующих на биосферу.

Тенденции и темпы развития энергетики сейчас в значительной степени определяются уровнем безопасности и надежности, в том числе экологической, электростанций разного типа, а так же защитой от возникновения ЧС. В виду этого, для данного проекта (разработка схемы подключения к централизованному электроснабжению сел: Соболиный, Красный Яр, Ясневый и Олон в Приморском крае) будут рассмотрены следующие пункты:

- безопасность работ при монтаже и ремонте ВЛ 20 кВ В. Перевал–Красный Яр и при эксплуатации ОРУ ПС 20 кВ Красный Яр;
- возникновение чрезвычайных ситуаций, которые могут появиться в процессе эксплуатации электрооборудования;
- экологичность, связанная с защитой от загрязнений трансформаторным маслом.

4.1 Безопасность

4.1.1 Требования к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и осмотры электроустановок

Оперативные переключения должен выполнять оперативный или оперативно-ремонтный персонал, допущенный распорядительным документом руководителя организации. Существуют следующие требования к персоналу, выполняющему монтажные работы [35]:

- 1) Единоличный осмотр электроустановок, электротехнической части технологического оборудования может выполнять работник, имеющий группу не ниже III, из числа оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку в рабочее время или находящегося на дежурстве;

2) вид оперативного обслуживания электроустановки, число работников из числа оперативного персонала в смене определяется руководителем организации или структурного подразделения и закрепляется соответствующим распоряжением;

3) Включать и отключать разъединители, выключатели и отделители напряжением выше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках.

4.1.2 Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ

При выполнении работ в электроустановках работники должны иметь профессиональную подготовку соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены в специализированных центрах подготовки персонала. При монтаже так же должны осуществляться нижеуказанные требования:

1) Проверка состояния здоровья работника проводится до приема его на работу. Совмещаемые профессии должны указываться администрацией организации в направлении на медицинский осмотр.

2) Профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала.

3) Работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником.

4) Электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

4.1.3 Безопасность при монтаже и ремонте ВЛ- 20 кВ В. Перевал-Красный Яр

Работы на опорах воздушных линий являются особо сложными по организации безопасных условий труда по следующим причинам [36]:

- 1) рабочие места меняются ежедневно, а иногда и несколько раз в день;
- 2) работа связана с подъемом на опоры на большую высоту;
- 3) электромонтажники рассредоточиваются по рабочим местам вдоль воздушной линии, находясь друг от друга на расстоянии пролета между опорами, что затрудняет контроль за безопасностью их труда;
- 4) работа требует постоянного контроля за состоянием заземляющих устройств, а также постоянной проверки отсутствия напряжения в отключенных цепях воздушных линий, работа связана с погодными условиями, состоянием подъездных путей и конструкцией опор. [36].

Работы по монтажу и ремонту ВЛ связаны с подъемом людей и материалов на значительную высоту. Наиболее производительным и более безопасным способом подъема рабочих для выполнения работ на высоте является подъем с помощью специальных подъемных устройств: автогидроподъемника, автовышки и т.п.

Все работы на опорах воздушных линий относятся к верхолазным, поэтому при обеспечении безопасности работающих на проводах, опорах, гирляндах и грозозащитных тросах необходимо строго выполнять правила техники безопасности [36].

Подвеска проводов и тросов на участках пересечений должна выполняться только после отключения и надежного заземления рабочего пролета действующей ВЛ.

Производство монтажных работ на высоте в открытых местах при силе ветра 6 баллов и более (скорость ветра 9,9 – 12,4 м/с) запрещается.

Во избежание ушибов и ранений в результате падения с высоты каких-либо деталей или инструментов запрещается находиться под опорой, корзиной вышки или люлькой подъемника во время производства работы, а также не разрешается сбрасывать какие-либо предметы с высоты опоры.

4.1.4 Безопасность при эксплуатации трансформатора ПС 20 кВ Красный Яр

Осмотр силовых трансформаторов должен выполняться непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями [35].

Отбор газа из газового реле работающего трансформатора должен выполняться после разгрузки и отключения трансформатора.

Перед проникновением внутрь трансформатора следует убедиться в том, что из бака полностью удалены азот или другие газы, а также выполнена достаточная вентиляция бака с кислородосодержанием воздуха в баке не менее 20% [35].

Работа должна производиться по наряду тремя работниками, двое из которых - страхующие. Они должны находиться у смотрового люка или, если его нет, у отверстия для установки ввода с канатом от ляточного предохранительного пояса работника, работающего внутри трансформатора, с которым должна поддерживаться постоянная связь.

4.2 Экологичность

Защита от загрязнений трансформаторным маслом.

Трансформаторное масло, - очищенная фракция нефти, получаемая при перегонке, кипящая при температуре от 300 °С до 400 °С. В зависимости от происхождения нефти обладают различными свойствами и эти отличительные свойства исходного сырья отражаются на свойствах масла.

Существует большой разрыв между сроком службы трансформатора и сроком службы масла. Трансформатор может работать без ремонта 10-15 лет, а масло уже через год требует очистки, а через 4-5 лет - регенерации. Мерами, позволяющими продлить срок эксплуатации масла, являются:

- 1) снижение перегрева масла в условиях эксплуатации;
- 2) защита масла от соприкосновения с наружным воздухом путем установки расширителей с фильтрами, поглощающими кислород и воду, а также вытеснение из масла воздуха;

- 3) применение для снижения кислотности непрерывной фильтрации масла;
- 4) регулярные очистки от воды и шлака;
- 5) повышение стабильности масла путем введения антиокислителей.

Согласно [6, п 4.2.69] для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

На ПС «Красный Яр» предполагается установка трансформатора ТМ-1600/20/10,5. Габариты трансформатора: длина $A=2,28$ м; ширина $B=1,27$ м; высота $H=2,38$ м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе $m = 1,56$ т. ρ – плотность масла $0,88$ (т/м³)

Для предотвращения распространения растекания масла по ОРУ и пожара маслonaполненный трансформатор ограждается маслоприемником, расчет которого необходимо произвести.

Зная массу масла и его плотность, можно определить 100% объем масла.

$$V_{TM} = \frac{m}{\rho} = \frac{1,56}{0,88} = 1,77 \text{ м}^3. \quad (78)$$

Зная объем, который занимает масло, а так же его габариты, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник и высоту маслоприемника:

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \text{ м}^2. \quad (79)$$

$$S_{МП} = (2,28 + 2 \cdot 0,6) \cdot (1,27 + 2 \cdot 0,6) = 8,59 \text{ м}^2$$

$$S_{БИТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H, \text{ м}^2, \quad (80)$$

$$S_{БИТ} = 2 \cdot (2,28 + 1,27) \cdot 2,38 = 16,89 \text{ м}^2.$$

Объем маслоприемника с отводом масла рассчитывается исходя из того, что он должен принять 100% объема масла, залитого в трансформатор.

Определяем высоту уровня полного объема масла:

$$H_{TM} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}} = \frac{1,77}{8,59} = 0,28 \text{ м} \quad (81)$$

Высота маслоприемника:

$$H_{МП} = H_{TM} + h_{Г} + h_{ПЛ} + H_{H_2O}$$

$$H_{H_2O} = \frac{0,8 \cdot V_{H_2O}}{S_{МП}} = \frac{4,8}{8,59} = 0,55 \text{ м}$$

где H_{TM} – высота трансформатора;

$h_{Г}$ – толщина щебня;

$h_{ПЛ}$ – расстояние от решетки до ТМ+Н₂О

$$H_{МП} = 0,28 + 0,25 + 0,05 + 0,55 = 1,13 \text{ м}.$$

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике. Дно маслоприемника выполняется под наклоном 0,005 м в сторону маслоотвода через который осуществляется полное удаление масла и воды от средств пожаротушения в маслосборник.

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{H_2O} = t \cdot I \cdot S_{БПТ}, \text{ м}^3, \quad (82)$$

где t – нормативное время пожаротушения тушения, $t = 1800 \text{ с}$;

I – интенсивность пожаротушения, $I = 0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$;

$S_{БПТ}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора.

$$V_{H_2O} = 1800 \cdot 0,2 \cdot 16,89 = 6 \text{ м}^3$$

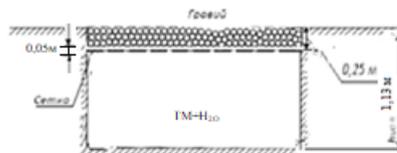


Рисунок 14- размеры маслоприемника

Таким образом при расчете основных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: площадь – 8,59 м²; объём масла – 1,77 м³; глубина – 1,13 м.

5.2.4 Расчет шумового воздействия трансформатора

Таблица 23 - Исходные данные для расчета

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Тип территории	Уровень звуковой мощности, дБА
1	Трансформатор с естественным охлаждением масла с регулированием напряжения без возбуждения (ПВВ)	1	20	Территории, непосредственно прилегающие к зданиям домов отдыха и пансионатов	73

Проектом предусмотрена установка одного силового трансформатора марки ТМ-1600/20/10,5 на проектируемую ПС «Красный Яр».

Необходимо определить минимальное расстояние от ПС до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму.

Уровень шума, создаваемого трансформатором, на расстоянии R от трансформатора определяется по формуле, дБА:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R^2) \quad (83)$$

Принимаем, что трансформатор располагается от расчетной точки на одном и том же расстоянии. Корректированный уровень звуковой мощности от нескольких источников шума, дБА:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1 \cdot L_{PAi}} \quad (84)$$

Для определения минимального расстояния используем допустимый уровень звука DU_{LA} , который определяется для различных типов территорий, дБА:

$$DU_{LA} = L_{WA\Sigma} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot R_{\min}^2) \quad (85)$$

Отсюда:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DU_{LA})}}{2 \cdot \pi}} \quad (86)$$

Расчетные данные трансформаторов:

$S_{НОМ} = 1,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $U_{НОМ} = 20 \text{ кВ}$, трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха. Для данного типа трансформаторов скорректированный уровень звуковой мощности $L_{WA} = 73 \text{ дБА}$.

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» допустимый уровень звука в период с 23⁰⁰ до 7⁰⁰ составляет 45 дБА:

$$DU_{LA} = 45 \text{ дБА}$$

Определяем минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (73 - 45)}}{2 \cdot \pi}} = 10,2 \text{ м}$$

ПС 20 Красный Яр находится на удалении более 10 метров от близлежащих построек, поэтому делаем вывод: на данном расстоянии от источника шума уровень звука соответствует санитарно – гигиеническим нормативам.

4.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация - это обстановка, сложившаяся на определенной территории или акватории в результате аварии, катастрофы, опасного природного явления, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей

или окружающей природной среде, нарушение условий жизнедеятельности людей и значительные материальные потери.

К чрезвычайной ситуации относят в частности пожар. Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара.

Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита обеспечивается [37]:

- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- применением средств пожаротушения;
- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;

- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Важное значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным разрывам и преградам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается [37]:

- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.
- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);

10 ЭКОНОМИКА

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы трудовые, материальные и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они расходуются на строительномонтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.).

При расчёте затрат на реализацию проекта были использованы данные из «Стоимостных показателей электрических сетей 20 кВ». Данные показатели предназначены для оценки эффективности инвестиционных проектов и оценки объемов инвестиций при планировании электросетевого хозяйства [23].

Укрупнённые стоимостные показатели учитывают все затраты в сооружение ВЛ и ПС по объектам производственного назначения (базовые показатели).

4.1 Расчёт капиталовложений на сооружение ВЛЭП

В капитальные вложения на сооружение линий входят: подготовку трассы (определение собственника, отвод земли и т. д.), затраты на изыскательные работы, затраты на приобретение элементов линии (опор, изоляторов, проводов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, заземлителей), транспортировку, монтаж.

Базовые показатели стоимости ВЛ 20 кВ учитывают все затраты производственного назначения и соответствуют средним условиям строительства и расчетному напору ветра до 0,6 кПа.

Стоимость сооружения 1 км ВЛ зависит от сечения провода, от вида промежуточных опор, от числа цепей на опоре и от материала опор.

Данные по ВЛЭП проектируемой подстанции приведены в таблице....

Таблица 24 – Параметры линии

Провод	Длина, км	Удельная стоимость, тыс. руб./км
АН – 25	80	1500

Капитальные затраты на сооружение ВЛ будут определяться по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_{тер.} \cdot K_{инф.} \cdot K_{ЛЭП}, \quad (87)$$

где $K_{инф.}$ – коэффициент инфляции, равный 4,27 (2000/2018г.);

$K_{ЛЭП}$ – затраты на сооружение линии, тыс. руб.;

$K_{тер.}$ – территориальный коэффициент, для Приморского края 1,3;

Затраты на сооружение линии определяются по формуле:

$$K_{ЛЭП} = l \cdot k_{ЛЭП}, \quad (88)$$

где l – длина линии, км;

$k_{ЛЭП}$ – удельная стоимость линии, с учётом дополнительных коэффициентов.

Все капитальные затраты на сооружение ВЛ представлены в таблице....

Таблица 25 – Капитальные затраты

Расходы	Сумма, тыс. руб.
Затраты на сооружение линии ($K_{ЛЭП}$)	120000
Итого	120000

Общие капитальные затраты на сооружение ВЛ 20 кВ с учётом прочих затрат составят:

$$K_{BL} = 1,3 \cdot 4,27 \cdot (120000) = 666120 \text{ тыс. руб.}$$

4.2 Расчёт капиталовложений на строительство ПС

В капитальные вложения на сооружение подстанций входят: приобретение трансформаторов, затраты на отвод земли и подготовку территории, приобретение РУ ВН (СН) и НН, затраты на монтаж и наладку.

Базовые показатели стоимости ПС соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций вычисляются по следующей формуле:

$$K_{ПС} = K_{инф.} \cdot K_{тер.} \cdot (K_{Тр} + K_{реактор} + K_{ЗРУ} + K_{пост} + K_{яч} + K_{зем}), \quad (89)$$

где $K_{Тр}$ – стоимость трансформаторов, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{пост}$ – постоянная часть затрат, тыс. руб.;

$K_{ЗРУ}$ – стоимость ЗРУ, зависящая от схемы РУ и от класса номинального напряжения, тыс. руб.;

$K_{инф.}$ – коэффициент инфляции, равный 4,27;

$K_{яч}$ – стоимость ячеек в ЗРУ, тыс. руб.;

$K_{тер.}$ – территориальный коэффициент, для Приморского края 1,3.

Капиталовложения на покупку трансформаторов:

$$K_{Тр} = \sum K_{Трi}$$

где $\sum K_{Трi}$ – стоимость трансформаторов на ПС, а также сумма на их монтаж/демонтаж, тыс. руб.

Капиталовложения на сооружение ЗРУ определяются по формуле:

$$K_{ЗРУ} = n_{РУ} \cdot K_{РУ} \quad (90)$$

где K_{PY} – стоимость РУ, тыс. руб.;

n_{PY} – количество РУ, шт.

В таблице 26 представлены типы трансформаторов, выбранные для проектируемой подстанции.

Стоимость силового трансформатора зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения.

Таблица 26 – Стоимость трансформаторов

Тип трансформатора	Количество, шт	Стоимость, тыс. руб.
ТМ-1600/20/10,5	1	1387

Капитальные затраты на ЗРУ (количество элегазовых выключателей зависит от принятой схемы распределительного устройства на ПС) представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Стоимость ЗРУ

Схема РУ	Стоимость на 2000г., тыс. руб.	Срок полезного использования $T_{сл}$, лет
Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	11700	20

Постоянная часть затрат представлена в таблице 28.

Таблица 28 – Постоянная часть затрат

Схема РУ	Постоянная часть затрат в ценах 2000г., тыс. руб.
Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	6000

Определим суммарные капиталовложения на сооружение ПС «Красный Яр»:

$$K_{ПС} = 4,27 \cdot 1,3 \cdot (1387 + 11700 + 6000 + 1200 + 34) = 112801 \text{ тыс. руб.}$$

Общие капитальные вложения на сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на сооружение ЛЭП $K_{ВЛ}$, тыс. руб.
- капиталовложения на сооружение подстанций $K_{ПС}$, тыс. руб.;

$$K_{Общ} = K_{ПС} + K_{ВЛ}, \tag{91}$$

Таким образом, общие капиталовложения составят:

$$K_{Общ} = 666120 + 112801 = 778921 \text{ тыс. руб.}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью ВКР была разработка схемы подключения к централизованному электроснабжению сёл: Соболиное, Ясеновое, Красный Яр и Олон в Приморском крае.

К распределительной сети 20 кВ была подключена подстанция 20/10 кВ «Красный Яр», питающая на данном этапе от подстанции «В. Перевал», выбрана главная схема, а также все необходимое электрическое оборудование. Рассчитаны режимы электрической сети. В части безопасности и экологичности были описаны правила и методы защиты монтажно-рабочего персонала на строящейся ВЛ и подстанции, действия при чрезвычайных ситуациях; рассмотрен вопрос пожаробезопасности на подстанции описаны первичные средства пожаротушения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013 – 2019 годы [Электронный ресурс].

URL:<http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/969/969720c9a2385a8e0a7c9f75ddc94358.pdf>. Дата обращения (11.05.17).

2 Электротехнический справочник: В 4т. Т.3. Производство, передача и распределение электротехнической энергии..//Под ред. Профессоров МЭИ В.Г.Герасимова и др.(гл. ред. А.И.Попов). – 9-е изд., стер. - М.:МЭИ, 2004. – 964 с.

3 Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие / И.П. Крючков [и др.] ; Под ред. И.П. Крючкова .– М. : Академия, 2005 .– 411 с .

4 Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник для студ. Учреждений сред. проф. Образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – 9-е изд., испр. – М. : Издательский центр «Академия», 2013. – 448 с.

5 Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков - М. : Энергоатомиздат, 2002. - 608 с.

6 Порядок расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, : Приказ Минпромэнерго РФ о компенсации реактивной мощности № 49 от 22.02.2007.

7 Файбисович, Д. Л. Укрупнённые стоимостные показатели сетей 35 – 1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : НТФ Энергопрогресс, 2006. – 36 с.

8 Росстат «Размер средней зарплаты в 2014 году в различных субъектах Российской Федерации [Электронный ресурс].

URL: <http://www.klerk.ru/buh/news/329309/> (дата обращения: 20.05.17).

9 С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования [Текст]: учеб. пособие: рек. ДВ УМЦ/ 2008. – 54 с.

10 Пешков, А.В. Курс лекций по дисциплине «Применение ЭВМ в энергетике», 2004.- 28 с

11 Правила устройства электроустановок: нормативно-технический материал.-7-е изд.- М.:Энергосервис, 2005.-280 с.

12 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения.– М.: Высшая школа, 2007. – 639 с.

13 Базуткин, В.В. Техника высоких напряжений: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 487 с.

14 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учебное пособие для студентов вузов/ В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев, П.П. Кукин [и др.], – 2-е издание, исправленное и дополненное. – М.: Высшая школа, 2001. – 319 с

15 Гуревич, Ю.Е. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова, А.А. Окин. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 192 с.

16 Сиэрра, Е. О. Индексы изменения сметной стоимости оборудования на IV квартал 2014 года. Приложение 5 к письму Минстроя РФ № 15285-ЕС/08 от 04.08.2014. [Электронный ресурс]: Режим доступа : <http://www.e-smeta.ru/index/561-minstroy-indexy-izmeneniya-smr-4kvartal2014.html/>

17 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : НТФ Энергопрогресс, 2009. – 391 с.

18 Нормативы численности промышленно-производственного персонала распределительных электрических сетей. – М. : «ЦОТЭНЕРГО», 2007. – 33 с.

19 Руководящий документ «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок». ПОТР М – 016-2001, РД-153-34.0-03.150-00. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС». – 2001.

20 Assessor.ru: Страховые взносы в ПФ РФ [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.assessor.ru/forum/index.php?t=2078>. – 20.11.2014.

21 Инструкция по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций: Приказ МЧС РФ № 630 от 31.12.02.