

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ в связи с подключением подстанции Рябиновая Алданского района республики Саха (Якутия).

Исполнитель

студент группы 1423б

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.В. Артемьев

Руководитель

доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Г. Ротачева

Нормоконтроль

доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ 1.

Тема выпускной квалификационной работы:

\_\_\_\_\_

(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

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

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: \_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_  
(подпись студента)

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

**РЕЦЕНЗИЯ**

на выпускную квалификационную работу студента \_\_\_\_\_ факультета

Фамилия \_\_\_\_\_

Имя \_\_\_\_\_

Отчество \_\_\_\_\_

Специальность \_\_\_\_\_

Тема выпускной квалификационной работы \_\_\_\_\_

---

---

---

---

---

1. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

---

---

---

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе \_\_\_\_\_

---

---

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой и направленностью \_\_\_\_\_

---

---

---

2. Достоинства работы \_\_\_\_\_

---

---

---

3. Недостатки работы \_\_\_\_\_

---

---

---

4. Масштабы и характер использования специальной литературы \_\_\_\_\_

5. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

6. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника \_\_\_\_\_

7. Актуальность и новизна работы \_\_\_\_\_

8. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

9. Общее заключение и предлагаемая оценка работы \_\_\_\_\_

Рецензент \_\_\_\_\_

должность, Ф.И.О., подпись

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

Подпись рецензента заверяю: \_\_\_\_\_

подпись заверяющего лица

М.П.

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

**ОТЗЫВ**

на выпускную квалификационную работу студента \_\_\_\_\_ факультета

Фамилия \_\_\_\_\_

Имя \_\_\_\_\_

Отчество \_\_\_\_\_

Специальность \_\_\_\_\_

Тема выпускной квалификационной работы \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы \_\_\_\_\_

количество рисунков и таблиц \_\_\_\_\_

число приложений \_\_\_\_\_

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой  
и направленностью \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

3. Достоинства работы \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

4. Недостатки работы \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

5. Степень самостоятельности, проявленная выпускником и характер ее проявления  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

6. Масштабы и характер использования специальной литературы  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

7. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

8. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

9. Практическая значимость (внедрение) результатов работы  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

10. Общее заключение и предлагаемая оценка работы \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.      Руководитель \_\_\_\_\_

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 104 страницы, 14 рисунков, 33 таблицы, 111 формул, 25 источников, 4 приложения.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, НАДЕЖНОСТЬ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В данной выпускной квалификационной работе разработан вариант развития сети при подключении подстанции «Рябиновая» к схеме внешнего электроснабжения. Выполнено обоснование конструкции распределительного устройства высокого напряжения подстанции. Произведен расчет рабочих токов и токов КЗ. Произведен выбор основного электрического оборудования. Выбрана релейная защита трансформаторов. Произведен расчет режимов. Рассчитано заземляющее устройство ПС «Рябиновая». Выбрана схема расстановки молниеотводов для защиты ОРУ 110 кВ от прямых ударов молнии, рассчитаны зоны защиты молниеотводов. Произведен технико-экономический расчет. Проведены расчеты в области охраны окружающей среды, определены основные мероприятия по безопасности жизнедеятельности при строительстве и эксплуатации электроустановок.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Климатическая характеристика района размещения подстанции	7
2 Анализ современного состояния и загрузки электрической сети 35-110 кВ «Алданского» района Республики Саха (Якутия)	9
3 Характеристика существующей схемы	10
3.1 Характеристика источников питания	13
4 Необходимость реконструкции существующей схемы сети	16
5 Прогнозирование электрических нагрузок	17
6 Характеристика потребителей ПС «Рябиновая»	20
7 Выбор вариантов сети	21
7.1 Определение рационального напряжения ВЛ для питания ПС «Рябиновая»	21
7.2 Определение мощности компенсирующих устройств для ПС «Рябиновая»	22
7.3 Выбор числа и мощности трансформаторов	24
7.4 Выбор вариантов сети	26
8 Выбор технических параметров питающей линии	29
8.1 Выбор конструкции ОРУ ВН ПС «Рябиновая»	29
8.2 Расчет сечения питающей ВЛ	30
9 Расчет и анализ режимов	32
10 Расчет токов короткого замыкания	42
11 Выбор оборудования	51
11.1 Выбор выключателей	52
11.2 Выбор разъединителей	55
11.3 Выбор высокочастотного заградителя связи	56
11.4 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжения 110 кВ	56
11.5 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжения 10 кВ	58
11.6 Выбор трансформаторов тока	59

11.7 Выбор трансформаторов напряжения	62
11.8 Выбор трансформатора собственных нужд	63
11.9 Выбор гибкой ошиновки	65
11.10 Выбор жестких шин на напряжении 10 кВ	66
12 Защита от прямых ударов молнии	68
13 Расчет сети заземления ПС «Рябиновая»	70
14 Оценка надежности схемы РУ 110 кВ	73
15 Конструкция ВЛ	77
16 Экономическая часть	80
16.1 Юридический статус проектируемого объекта	80
16.2 Затраты на реализацию проекта	80
16.3 Жизненный цикл объекта	85
16.4 Определение нормативной численности обслуживающего персонала подстанции	85
16.5 Расчет себестоимости передачи электроэнергии	89
17 Безопасность проекта	91
Заключение	96
Библиографический список	97
Приложение А. Расчет режима работы сети до реконструкции	100
Приложение Б. Расчет режима работы сети без учета ПС «Рябиновая»	101
Приложение В. Расчет режима работы сети с учетом ПС «Рябиновая»	102
Приложение Г. Расчет параметров молниезащиты ПС «Рябиновая»	103

## ВВЕДЕНИЕ

В «Южно Якутском энергорайоне» республики Саха (Якутия) Алданском районе происходит планомерное увеличение нагрузки жилищно-коммунального сектора для снабжения электроэнергией которого требуется возведение соответствующей ПС для питания всех потребителей. Строительство ПС накладывается на проводимую в данном регионе республики всеобщую реконструкцию электрических сетей.

Данная выпускная квалификационная работа рассматривает один из вариантов развития и модернизации «Южно Якутских электрических сетей» напряжением 110 кВ филиала ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» в частности подключение ПС «Рябиновая» к схеме внешнего электроснабжения и реконструкцию электрических сетей с целью соответствия их современным требованиям надежности электроснабжения и качества электрической энергии. Так же в проекте рассматривается проект строительства ВЛ для питания указанной подстанции.

Актуальность данной выпускной квалификационной работы заключается в том что: для развития «Алданского» района как части республики «Якутия» требуется реконструкция схемы электроснабжения данного района для подключения дополнительного потребителя как следствие ввод в работу ПС приведет к развитию инфраструктуры, повысит уровень жизни населения, приведет к созданию рабочих мест и отчислению средств в местный бюджет. При этом необходимо учитывать тот факт что строительство ПС «Рябиновая», позволит загрузить существующую схем электроснабжения до приемлемого уровня.

Целью данного проекта является определение наиболее экономически целесообразного варианта подключения ПС «Рябиновая» к системе внешнего электроснабжения обеспечивающего требуемые параметры надежности. К основным задачам следует отнести следующие: определение сечения ВЛ питающей ПС «Рябиновая», выбор схемы распределительного устройства

высокого напряжения ПС и номинальной мощности силовых трансформаторов устанавливаемых на ПС. Так же к основным задачам следует отнести выбор основного электротехнического оборудования на ПС. Определение требуемых мер безопасности в области охраны окружающей среды, при строительстве и эксплуатации электроэнергетических объектов.

## 1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ

Выбор электрических аппаратов и проводников, проектирование конструкций распределительных устройств ПС и линий электропередачи ведется с учетом климатических условий.

Число грозových часов в году необходимо для оценки грозových перенапряжений. Продолжительность зимних и летних дней в году учитывается при расчетах электрических нагрузок.

Рассмотрим климатические условия района расположения реконструируемых объектов и предполагаемых к вводу объектов. Климат территории резкоконтинентальный с продолжительной (более шести месяцев) суровой зимой и теплым летом. Среднегодовая температура – 8,5 градусов. Самые низкие температуры отмечаются в январе – 35,7 град. Самые высокие в июле +17,3 град.

Абсолютный минимум температуры равен – 61 град.

Абсолютный максимум + 38 град.

Наибольшая за зиму высота снежного покрова – 52 см, иногда достигает 70-78 см.

За год выпадает 379 мм осадков, из них 307 мм выпадает в теплый период года (с апреля по октябрь). В холодный период – 72 мм.

Среднегодовая относительная влажность воздуха – 64 %. Самые сухие месяцы – апрель и май (65%). Максимальные среднемесячные значения (80%) отмечаются в зимние месяцы.

Число часов грозовой активности: 40 час.

Наибольший скоростной нормативный напор ветра согласно ПУЭ равен 400 Па. Соответствующая скорость ветра составляет 25 м/с. Район по ветру – I. Преобладающее направление ветров – северо-западное.

Район по гололеду – II. Нормативная толщина стенки гололёда согласно [12] для высоты 10 м равна 15 мм. Температура при образовании гололеда минус 10°С.

Почвы в районе расположения района буротаежные, болотистые. Глубина промерзания 3,20 м.

## 2 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ И ЗАГРУЗКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 35-110 КВ «АЛДАНСКОГО» РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

Южно-Якутский энергорайон (ЮЯЭР) включает в себя Южно-Якутский территориально-промышленный комплекс, Нерюнгринский и Алданский промышленные и сельскохозяйственные узлы. На территории энергорайона расположены три города: Нерюнгри (население 62,3 тыс. человек), Алдан (население 23,4 тыс. человек) и Томмот (население 8,6 тыс. человек). Источниками энергоснабжения ЮЯЭР являются Нерюнгринская ГРЭС, установленной мощностью 570 МВт, и Чульманская ТЭЦ, установленной мощностью 48 МВт. Общая установленная мощность энергорайона - 618 МВт. Нерюнгринская ГРЭС работает в единой энергетической системе Дальнего Востока, передаёт энергию на оптовый рынок энергии и мощности Дальнего Востока.

Электрические сети 35, 110 кВ ЮЯЭР (за исключением сетей, принадлежащих территориальным сетевым организациям) находятся на балансе филиала «Южно-Якутские электрические сети» ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания», деятельность которого заключается в передаче и распределении электрической энергии, обслуживании и ремонте электрических сетей.

Электростанции Нерюнгринская ГРЭС и Чульманская ТЭЦ находятся в ведении филиала «Нерюнгринская ГРЭС» ОАО «Дальневосточная генерирующая компания». Топливом для электростанций служит промышленный продукт, получаемый при обогащении коксующихся каменных углей Нерюнгринского месторождения.

Потребители ЮЯЭР представлены нагрузкой промышленного (большая часть - это угольная промышленность), коммунального, транспортного, строительного, сельскохозяйственного и других секторов.

### 3 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ

На рисунке 1 представлена существующая схема электрической сети, рассматриваемого района реконструкции и модернизации. Как видно на рисунке основным источником питания в данной части электрической сети является подстанция 220/110/35/6 «Нижний Куранах» в свою очередь получающая питание то РУ ВН 220 кВ «Нерюнгринской» ГРЭС.

Распределительные сети 35 и 110 кВ ЮЯЭР сформированы кольцевыми и радиальными связями. На балансе Южно - Якутских электрических сетей находятся 558,8 км ВЛ 110кВ (615,9 км в одноцепном исчислении), 249,6 км ВЛ 35 кВ (257,6 км в одноцепном исчислении), 19 подстанций 110 кВ суммарной мощностью трансформаторов 540 МВ А и 16 подстанций 35 кВ суммарной мощностью трансформаторов 114,9 МВА. 87,3% ВЛ 110 кВ и 94,7% ВЛ 35 кВ выполнены на деревянных опорах.

Большая часть подстанций, питающихся по одной одноцепной ВЛ, не удовлетворяют требованиям надёжности электроснабжения потребителей. Не только аварийные отключения этих ВЛ, но и ремонтные работы на них требуют ограничения нагрузок потребителей.

В 2010 г. была введена в эксплуатацию вторая цепь ВЛ 220 кВ НГРЭС - ПС Н.Куранах, что существенно повысило надёжность электроснабжения потребителей Алданского района. Тем не менее, большая протяжённость связи 110 кВ НГРЭС - Чульманская ТЭЦ - ПС Лебединый - ПС Н.Куранах (285,7 км, из них 143,8 км - одноцепная ВЛ) не позволяет обеспечить электроснабжение потребителей без ограничения нагрузок при отключении одного из участков этой ВЛ в режимах зимнего максимума нагрузок.



В сети 35 кВ при отключении ВЛ 35 кВ ПС В. Куранах - ПС Восточная снижаются напряжения на шинах ПС Восточная, Электрокотельная, Якокут, МПС ниже минимально допустимых значений, необходимо ограничение нагрузок потребителей.

Большинство подстанций ЮЯЭР имеют низкую загрузку силового оборудования относительно номинальной мощности, на некоторых двухтрансформаторных подстанциях для снижения потерь холостого хода в нормальных режимах работы отключены по одному трансформатору. Однако, есть и такие подстанции, загрузка которых близка к 100 % или даже превышает (превысит в аварийной ситуации) номинальную мощность трансформаторов в период максимальных нагрузок. Это следующие подстанции:

- *ПС 220/110/35/6 кВ Нижний Куранах.* На подстанции установлены 2 автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА каждый и два трансформатора 35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый. Максимальная нагрузка на шинах 6 кВ подстанции в 2012 г. составила 14,09 МВт (15,18 МВА), при аварийном отключении одного из трансформаторов 35/6 кВ, второй, оставшийся в работе, перегрузится на 51,8%.

- *ПС 110/35/6 кВ Алдан.* На подстанции установлены 2 трансформатора 110/35/6 кВ мощностью по 16 МВА каждый. Максимальная нагрузка подстанции в 2012 г. составила 22,32 МВт (24,04 МВА), при аварийном отключении одного из трансформаторов, второй, оставшийся в работе, перегрузится на 50,3%.

- *ПС 110/35/6 кВ Верхний Куранах.* На подстанции установлены 2 трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 и 10 МВА. Максимальная нагрузка подстанции в 2009 г. составила 15,07 МВт (16,23 МВА), при аварийном отключении трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА, второй, оставшийся в работе, мощностью 10 МВА перегрузится на 62,3%.

- *ПС 35/6 кВ Восточная.* На подстанции установлены 2 трансформатора 35/6 кВ мощностью по 6,3 МВА каждый. Максимальная нагрузка подстанции в

2009 г. составила 7,50 МВт (8,08 МВА), при аварийном отключении одного из трансформаторов, второй, оставшийся в работе, перегрузится на 28,3%.

- *ПС 35/6 кВ Ленинский*. На подстанции установлен 1 трансформатор 35/6 кВ мощностью 2,5 МВА. Максимальная нагрузка подстанции в 2010 г. составила 3,23 МВт (3,48 МВА), перегрузка трансформатора составила 39,2%.

На перечисленных подстанциях необходима замена трансформаторов на больший на трансформаторы большей мощности, либо изменение схемы сети, позволяющие разгрузить подстанции до допустимых значений перетоков мощности.

### **3.1 Характеристика источников питания.**

Как указывалось ранее в данном районе проектирования основным источником питания является ПС «Нижний Куранах». ПС имеет четыре ступеней напряжения - 220, 110, 35 и 6 кВ.

На сегодняшний день на подстанции установлены:

- два автотрансформатора типа АТДЦТН-63000/220/110/35.
- два трансформатора типа ТДН-10000/35/6.

Выдача электроэнергии промышленным и сельскохозяйственным потребителям производится на напряжениях 110, 35 и 6 кВ.

Распределительные устройства 220, 110 и 35 кВ выполнены открытыми (ОРУ).

ОРУ 220 кВ ПС «Нижний Куранах» запитывается по двухцепной ВЛ 220 кВ от «Нерюнгринской ГрЭС».

ОРУ 220 кВ ПС выполнено по схеме – «сдвоенный блок с выключателями и неавтоматической перемычкой». От ОРУ 220 кВ отходят 2 ВЛ. ОРУ 110 кВ выполнено по схеме – «одна секционированная система шин с обходной системой и отдельными обходным и шиносоединительным выключателями». РУ 35 представляет собой «одну секционированную секцию шин».

ОРУ 110 имеет семь присоединений и подает питание на следующие ПС: Верхний Куранах, Лебединый, ТДЭС, ЗИФ.

Загрузка подстанций 110, 35 кВ на стороне НН в режиме зимнего максимума согласно данным контрольного замера проведенного 19.12.12 находящихся в районе проектирования ВЛ и ПС указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Данные контрольного замера от 19.12.12

ПС «Верхний Куранах»			
Присоединение	P, (МВт)	Q, (Мвар)	U, (кВ)
T1 Ввод 6 кВ	0,6	0,2	6,4
T2 Ввод 6 кВ	0,6	0,2	
ПС «Восточная»			
T1 Ввод 6 кВ	4,8	1,9	6,3
T2 Ввод 6 кВ	-	-	
ПС «Электрокотельная»			
T1 Ввод 6 кВ	4,7	1,9	6,3
T2 Ввод 6 кВ	-	-	
ПС «Якокут»			
T1 Ввод 35 кВ	0,1	0,1	6,3
ПС «МПС»			
T1 Ввод 6 кВ	1,0	0,4	6,3
T2 Ввод 6 кВ	0,9	0,4	
ПС «Алдан»			
T1 Ввод 6 кВ	9,1	3,6	6,3
T2 Ввод 6 кВ	9,1	3,6	
ПС «Лебединый»			
T1 Ввод 6 кВ	0,7	0,3	6,3
T2 Ввод 6 кВ	0,7	0,3	
ПС «»ПС «Белая гора»			
Ввод 6 кВ	0,1	0,1	6,4
ПС «Ленинский»			
Ввод 6 кВ	3,2	1,3	6,3
ПС «Юхта»			
Ввод 35 кВ	2,0	0,8	36,8
Ввод 6 кВ	0	0	6,4
ПС «Большой Нимныр»			
Ввод 6 кВ	0,2	0,1	6,4

Как видно из таблицы на некоторых рассмотренных подстанциях даже в режиме зимнего максимума один из трансформаторов остается незадействованным в связи с незначительной нагрузкой на отходящих фидерах и ВЛ, исключением является ПС «Алдан». В данном случае оба трансформатора остаются в работе, их коэффициент загрузки практически приближен к оптимальному значению 75%.

Коэффициент загрузки трансформаторов определяется как:

$$K_3 = \sqrt{P^2 + Q^2} \cdot \frac{100}{S_n} \quad (1)$$

где  $P, Q$  – активная и реактивная мощности нагрузки ПС (МВт, МВАр);

$S_n$  – номинальная мощность трансформатора (МВА);

На примере ПС Алдан:

$$K_3 = \sqrt{P^2 + Q^2} \cdot \frac{100}{S_n} = \sqrt{9,1^2 + 3,6^2} \cdot \frac{100}{16} = 71,5$$

#### 4 НЕОБХОДИМОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ СЕТИ

Существующая схема сети не позволяет в полной мере развиваться Алданскому району, из за увеличения нагрузок пропускной способности существующих ВЛ недостаточно, требуется увеличение номинального напряжения, либо увеличение сечения существующих ВЛ. В данном случае рассмотрен перспективный вариант реконструкции сети с изменением напряжения части ВЛ до 110 кВ, в частности на более высокий уровень напряжения переходи ПС Восточная и отходящие ВЛ.

## 5 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Реконструкция электрических сетей Южно - якутского энергорайона а в частности Алданского РЭС согласно программе развития заключается в переводе ПС «Восточная» на номинальное напряжение 110 кВ, с соответствующим строительством РУ 110 кВ и заменой основного силового оборудования. Так же в программе учитывается подключение вновь вводимой ПС «Рябиновая», предусматривается ее подключение на напряжении 110 кВ. При реконструкции электрической сети требуется предусматривать рост электрических нагрузок в данном районе сети, прогнозируемые значения которых с перспективой до 2020 года приведены в таблице 2. Схема электрических соединений Алданского РЭС с учетом реконструкции и подключения новых потребителей приведена на рисунке 2.

При прогнозировании электрических нагрузок применяется формула сложных процентов. Прогнозируемая полная мощность с перспективой в 10 лет определяется по следующей формуле [10]:

$$S_{ПР} = S_{ТЕК} \cdot (1 + 5/100)^{10} \quad (2)$$

где  $S_{ПР}$  – прогнозируемая активная мощность нагрузки (МВт);

$S_{ТЕК}$  – текущая мощность нагрузки (МВт);

5% – относительное увеличение нагрузки за год;

На примере ПС «Верхний Куранах» прогноз активной мощности составит:

$$P_{ПР} = (0,6 + 0,6) \cdot (1 + 0,05)^{10} = 1,95 \text{ (МВт)}.$$

Результаты расчета по остальным ПС приведены в таблице 2.

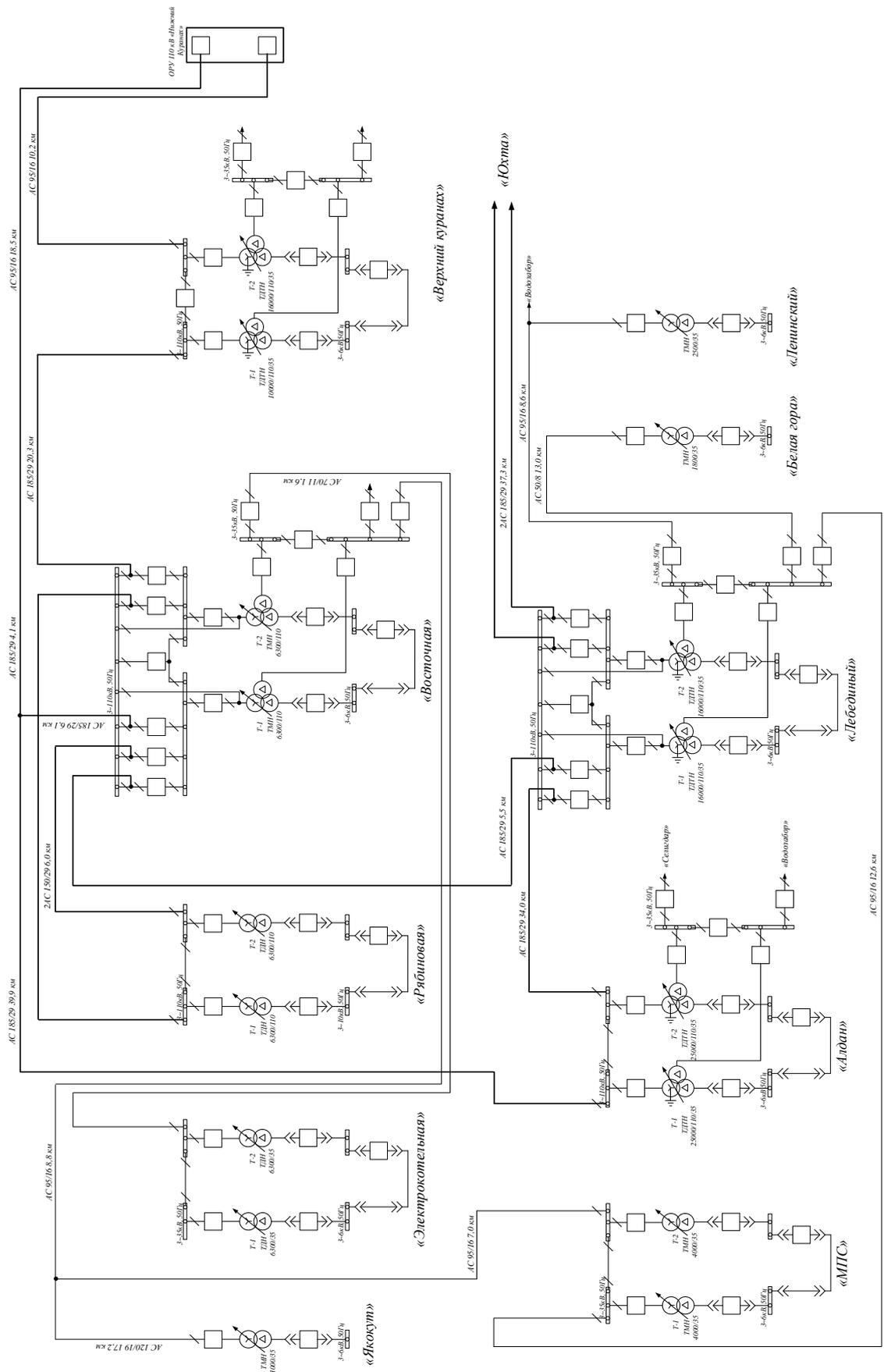


Рисунок 2 – Схема Алданского РЭС после реконструкции

Таблица 2 – Прогнозируемые максимальные значения нагрузок с перспективой до 2023 г.

ПС «Верхний Куранах»			
Присоединение	P, (МВт)	Q, (Мвар)	U, (кВ)
T1 Ввод 6 кВ	0,975	0,325	6,4
T2 Ввод 6 кВ	0,975	0,325	
ПС «Восточная»			
T1 Ввод 6 кВ	7,8	3,09	6,3
T2 Ввод 6 кВ	-	-	
ПС «Электрокотельная»			
T1 Ввод 6 кВ	7,63	3,09	6,3
T2 Ввод 6 кВ	-	-	
ПС «Якокут»			
T1 Ввод 35 кВ	0,16	0,16	6,3
ПС «МПС»			
T1 Ввод 6 кВ	1,63	0,65	6,3
T2 Ввод 6 кВ	1,46	0,65	
ПС «Алдан»			
T1 Ввод 6 кВ	14,78	5,85	6,3
T2 Ввод 6 кВ	14,78	5,85	
ПС «Лебединый»			
T1 Ввод 6 кВ	1,14	0,48	6,3
T2 Ввод 6 кВ	1,14	0,48	
ПС «»ПС «Белая гора»			
Ввод 6 кВ	0,16	0,16	6,4
ПС «Ленинский»			
Ввод 6 кВ	5,2	2,12	6,3

Согласно расчетным данным наибольшую загрузку получают трансформаторы ПС «Алдан», коэффициент загрузки составляет:

$$K_z = \sqrt{P^2 + Q^2} \cdot \frac{100}{S_n} = \sqrt{14,78^2 + 5,85^2} \cdot \frac{100}{16} = 99,3 (\%) \quad (3)$$

## 6 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПС «РЯБИНОВАЯ»

В составе электроприемников данных подстанции имеются как потребителя третьей так и второй категории, согласно [12] электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

Для электроприемников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады

Следовательно можно сделать вывод о том что при проектировании вновь вводимого распределительного устройства высокого напряжения должна быть учтена установка двух трансформаторов.

Максимальная нагрузка ПС после введения завода в эксплуатацию согласно исходным данным составит 7,06 МВт. Для определения основных вероятностных характеристик нагрузки используем программу «Расчет нагрузки». Данные расчета сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Вероятностные характеристики нагрузки

ПС «Рябиновая»	
Активная мощность максимальная (МВт)	7,06
Активная мощность средняя (МВт)	6,46
Активная мощность эффективная (МВт)	6,46
Реактивная мощность максимальная (МВАр)	3,66
Реактивная мощность средняя (МВАр)	3,38
Реактивная мощность эффективная (МВАр)	3,38

Результаты расчета будут использованы в дальнейшем при расчете мощности КУ, выборе силовых трансформаторов для ПС «Рябиновая», а так же определении сечения питающей ВЛ.

## 7 ВЫБОР ВАРИАНТОВ СЕТИ

В данном разделе рассматривается разработка вариантов подключения ПС Рябиновая к схеме внешнего электроснабжения.

### 7.1 Определение рационального напряжения ВЛ для питания ПС «Рябиновая».

В этом подразделе определяется номинальное напряжение на котором будет подключена вновь вводимая ПС «Рябиновая». Это одна из основных характеристик, которая определяет капиталовложения и расходы в процессе эксплуатации сети. Поэтому выбранный уровень номинального напряжения должен отвечать требованиям экономической целесообразности. В данном проекте рациональное напряжение ВЛ определяется по универсальной формуле Г.А.Илларионова [4]:

$$U_{РАЦ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (4)$$

где  $U_{РАЦ}$  – рациональное напряжение передачи мощности  $P$  по линии длиной  $L$ .

Эта эмпирическая формула позволяет получать верное значение напряжения в широком диапазоне, от 35 до 1150 кВ. Следует учитывать то, что  $P$  это мощность, передаваемая по одноцепной линии, если линия двух цепная, то мощность делится на два.

Определяем рациональное напряжение в случае питания ПС «Рябиновая» по двухцепной ВЛ от ПС «Восточная» (кВ):

$$U_{РАЦ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{6} + \frac{2500}{7,06}}} = 47,81$$

Делаем вывод о том что номинальное напряжение ПС «Рябиновая» необходимо принять 110 кВ. При разработке вариантов необходимо учитывать данный расчет.

## **7.2 Определение мощности компенсирующих устройств для ПС «Рябиновая».**

Устройства компенсации реактивной мощности (КРМ) оказывают существенное положительное влияние на режим работы электрической сети, в частности они позволяют снизить потери электроэнергии, поднять уровень напряжения на удаленных от источников питания точках сети, установка такого рода устройств на вновь вводимых ПС позволяет применять силовое оборудование с меньшей пропускной способностью нежели без использования данных устройств.



Рисунок 3 - Внешний вид шкафа КРМ 6,3/10,5 кВ

Для выбора мощности силовых трансформаторов и сечений проводов ЛЭП определяется экономически выгодная реактивная мощность, задаваемая энергосистемой в часы максимальных нагрузок.

В данной выпускной квалификационной работе в качестве источников реактивной мощности рассматриваются шкафы типа КРМ 6,3(10,5) различной номинальной мощности. Внешний вид данного устройства представлен на рисунке 3:

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой (МВАр) [4]:

$$Q_k = Q_{\max} - P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \cdot \varphi \quad (5)$$

где  $\operatorname{tg} \cdot \varphi$  - коэффициент мощности задаваемый энергосистемой для 110 кВ – 0,5.

$$Q_k = 3,66 - 7,06 \cdot 0,5 = 0,13 \text{ (МВАр)}$$

Требуемую мощность компенсирующих устройств устанавливаемых на одну систему шин определяем по формуле (МВАр):

$$Q_{k1c} = \frac{Q_k}{2} \quad (6)$$

Для подстанции «Рябиновая»:

$$Q_{k1c} = \frac{0,13}{2} = 0,065 \text{ (МВАр)}$$

По требуемой мощности на одну систему шин выбираем компенсирующие устройства, определяем их необходимое количество и фактическую суммарную реактивную мощность.

Принимаем к установке на ПС «Рябиновая» КУ типа КРМ – 10,5 – 150, с минимальной номинальной мощностью для данного уровня напряжений технические данные представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Вероятностные характеристики нагрузки

Технические данные КРМ – 10,5 – 150	
Номинальное напряжение	10,5 кВ
Регулирование	Ручное
Рабочие температуры (°С)	«- 50» – «+ 50»
Климатическое исполнение	УХЛ
Номинальная мощность (кВА)	250

Нескомпенсированная реактивная мощность потребляемая из сети определяется следующим образом (МВАр).

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{max}} - Q_{\text{ном}} \quad (7)$$

$$Q_{\text{неск}} = 3,66 - 0,15 \cdot 2 = 3,36 \text{ (Мвар)}$$

### 7.3 Выбор числа и мощности трансформаторов.

Мощность силовых трансформаторов определяется из суммарной средней активной мощности потребителей подстанции и некомпенсированной реактивной мощности. Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции. Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов, второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей.

В данной работе в нагрузке отсутствуют потребители первой категории, следовательно на подстанции требуется установка двух трансформаторов.

Расчетная мощность силового двухобмоточного трансформатора определяется по следующей формуле (МВА) [4]:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot K_3^{opt}} \quad (8)$$

где  $S_p$  – расчётная мощность трансформатора (МВА);

$P_{cp}$  – средняя активная мощность в зимний период (определена в п 1.6) (МВт);

$Q_{неск}$  – максимальная некомпенсированная реактивная мощность в зимний период (определена в п 1.7.2);

$n_T$  – число трансформаторов;

$K_3^{opt}$  – оптимальный коэффициент загрузки (0,7).

Проверка выбранного трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_H = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot S_{Тн.м}} \quad (9)$$

$$K_A = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тн.м}} \quad (10)$$

Определяем расчетную мощность трансформаторов устанавливаемых на подстанции «Рябиновая»:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot K_3^{opt}} = \frac{\sqrt{6,46^2 + 3,36^2}}{2 \cdot 0,7} = 5,2 \text{ (МВА)}$$

Принимаем к установке трансформатор типа ТМН/110/6300 с системой охлаждения в виде естественной циркуляции воздуха и естественной циркуляции масла, трансформатор оснащен системой регулирования напряжения под нагрузкой – РПН, номинальная мощность 6,3 МВА, номинальное напряжение высокой стороны 115 кВ; определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

$$K_H = \frac{\sqrt{6,46^2 + 3,36^2}}{2 \cdot 6,3} = 0,58$$

$$K_A = \frac{\sqrt{6,46^2 + 3,36^2}}{6,3} = 1,17$$

Коэффициент загрузки силового трансформатора в нормальном режиме работы должен находиться в пределах: 0,5 – 0,7, для послеаварийного режима 1-1,4, делаем вывод о том что выбранный тип трансформатора удовлетворяет условиям загрузки.

#### 7.4 Выбор вариантов сети.

В качестве двух основных вариантов подключения ПС «Рябиновая» к схеме внешнего электроснабжения принимаем два, указанные на рисунках 4, 5.

Первый вариант сети это подключение от ПС Восточная на напряжении 110 кВ, в соответствии с рациональным напряжением. В данном случае ПС «Рябиновая» является тупиковой

Второй вариант сети это подключение одного питания от ПС «Восточная» и и второго питания от ПС «Алдан» на напряжении 110 кВ, при этом ПС «Рябиновая» является транзитной.

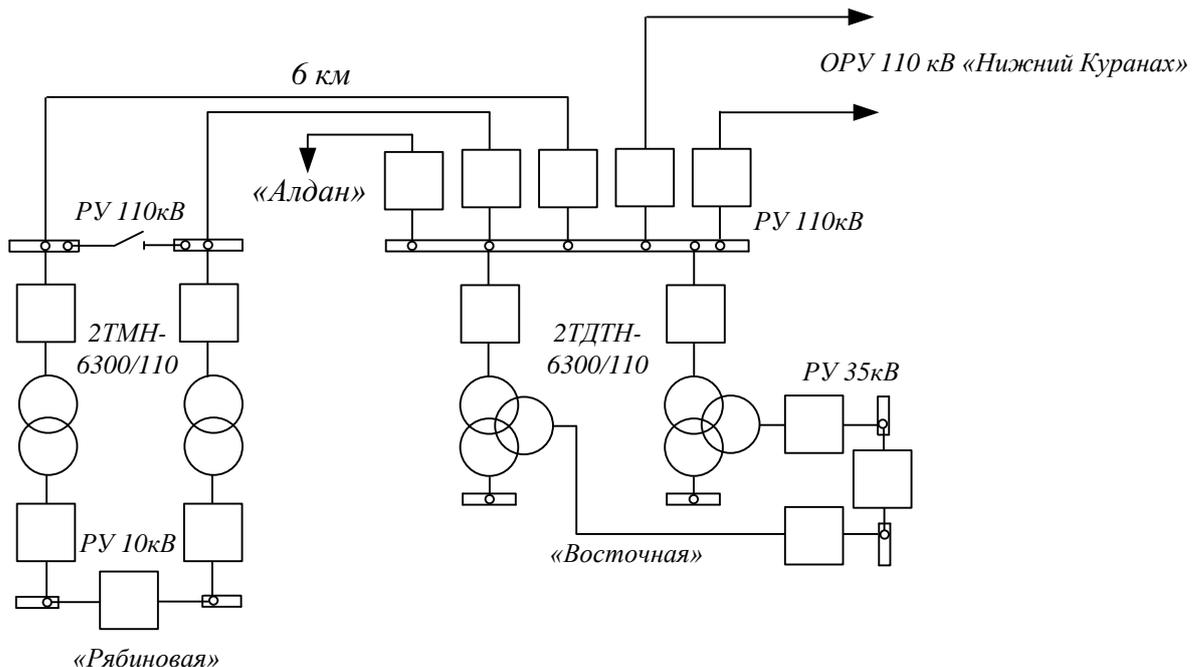


Рисунок 4 – Вариант № 1 подключения ПС «Рябиновая»

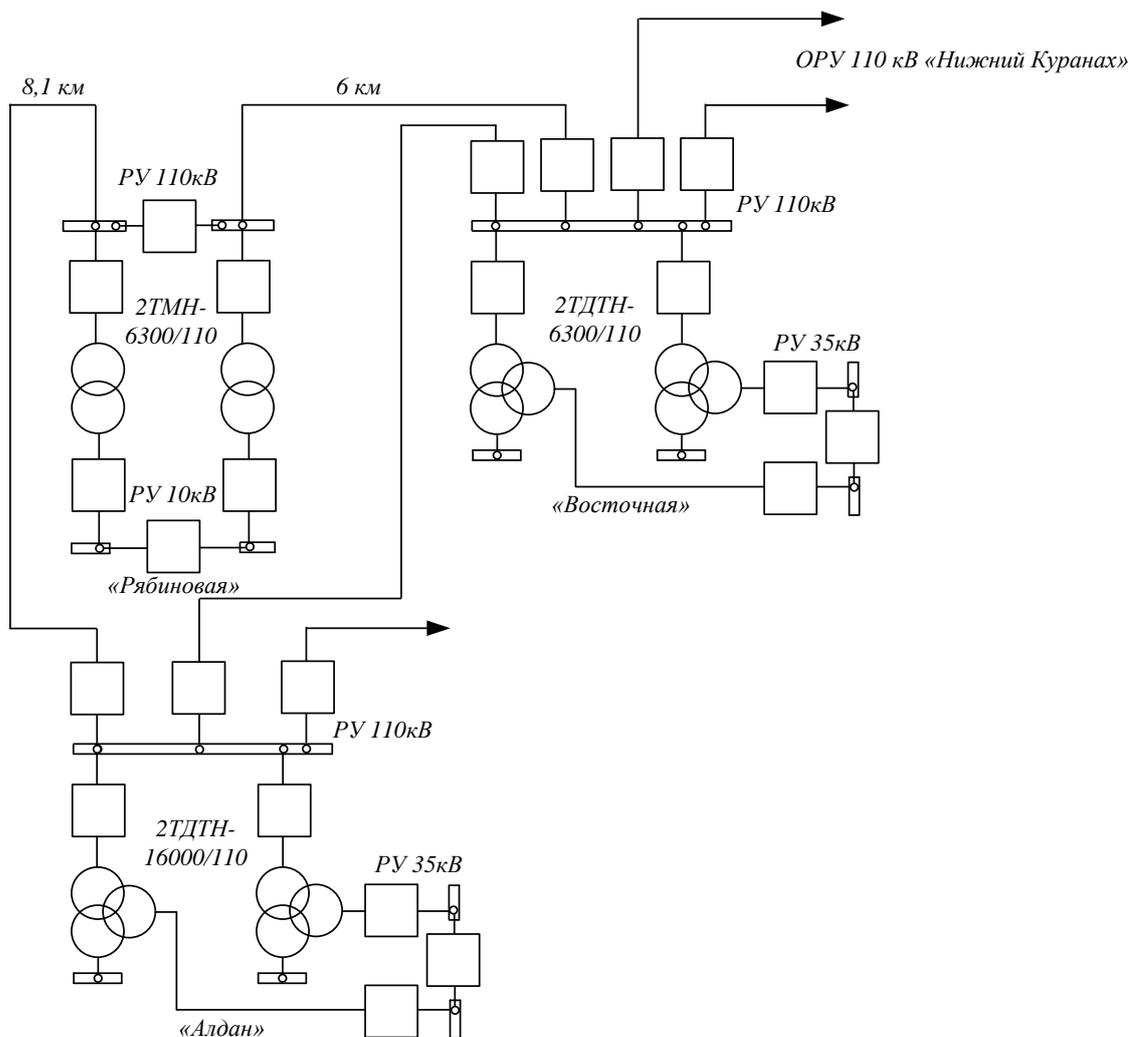


Рисунок 5 – Вариант № 2 подключения ПС «Рябиновая»

Первый вариант сети более простой т.к. требует меньшего количества выключателей и меньшую протяженность ВЛ.

Второй вариант имеет более сложную структуру, при этом РУВН ПС «Рябиновая» выполнено по схеме моста, что увеличивает сложность эксплуатации такой схемы. Сравнительная характеристика обоих вариантов приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Сравнение вариантов подключения ПС «Рябиновая»

Вариант подключения	протяженность ВЛ в одноцепном исполнении (км)	дополнительное количество выключателей 110 кВ (ед)
1	12	4
2	14,1	5

Согласно данным приведенным в таблице 5 наиболее оптимальным является вариант №1, высокая стоимость современных выключателей делает второй вариант сети менее конкурентоспособным, при этом большая по сравнению с первым вариантом протяженность ВЛ приводит к большим капиталовложениям и низкой экономической эффективности. Далее к расчету принимаем вариант подключения №1.

## 8 ВЫБОР ТЕХНИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПИТАЮЩЕЙ ЛИНИИ

В данном разделе выпускной работе рассматривается выбор сечения питающей линии электропередач для подключения ПС «Рябиновая» к схеме внешнего электроснабжения. Как указывалось ранее в нагрузке ПС отсутствуют потребители первой категории, следовательно схема питания должны предусматривать два независимых источника питания.

### 8.1 Выбор конструкции ОРУ ВН ПС «Рябиновая».

Учитывая предполагаемую схему питания ПС «Рябиновая» в качестве распределительного устройства высокого напряжения на подстанции предполагается его установка по схеме «сдвоенный блок линия – трансформатор с неавтоматической перемычкой и выключателями со стороны трансформаторов». Принципиальная однолинейная схема подстанции «Рябиновая» представлена на рисунке 6.

Данная схема применяется для тупиковых подстанции с числом присоединений 2 и номинальным напряжением 35-220 кВ. При этом на напряжении 10 кВ применяется стандартная схема две секции шин с секционным выключателем.

Данная схема электроснабжения не обладает высокой надежностью, однако имеет простую конструкцию и наглядность.

Данный тип распределительного устройства принят в соответствии с категориейностью потребителей подключенных к шинам низкого напряжения подстанции, а именно 2, 3 категория.

В нормальном режиме питания ПС перемычка на стороне 110 кВ находится в отключенном положении, при повреждении ВЛ, она отключается с двух сторон, со стороны питающей подстанции и трансформаторным выключателем на подстанции, при этом для обеспечения питания потребителей на шины низкого напряжение подается от оставшегося в работе трансформатора (в результате работы АВР на стороне 10 кВ), после отключения линейного разъединителя может быть включена перемычка для

введения в работу отключенного трансформатора и повышения надежности питания потребителей.

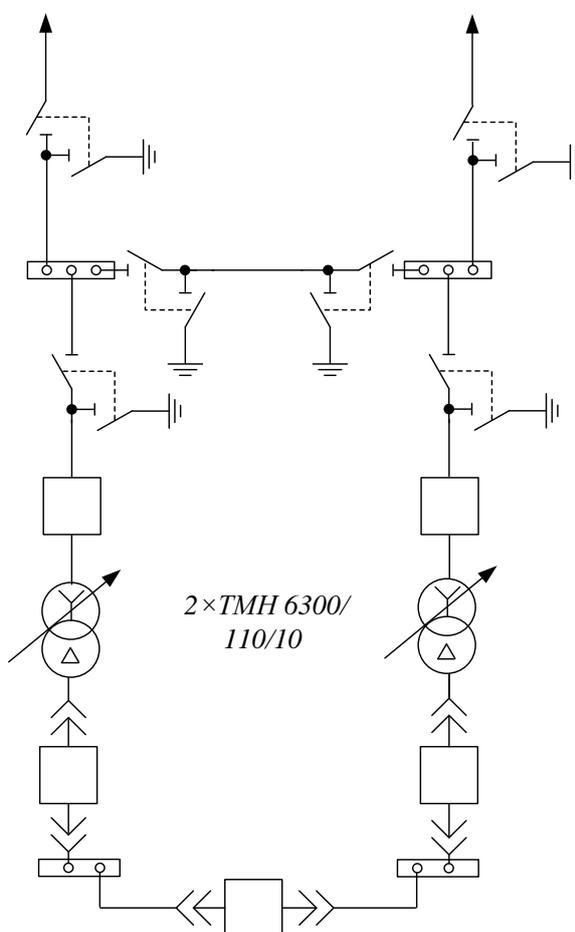


Рисунок 6 – Однолинейная схема подстанции «Рябиновая»

## 8.2 Расчет сечения питающей ВЛ.

Сечение провода – важнейший параметр линии. С увеличением сечения проводов линии, увеличиваются затраты на ее сооружение и отчисления от них. Одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год.

На воздушных линиях предусматривается применение только сталеалюминевых проводов марки АС. Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов с последующей проверкой по допустимому нагреву.

В данной работе предусматривается проектирование двухцепной ВЛ для обеспечения достаточного уровня надежности питания потребителей, согласно задания на проект ВЛ.

Расчетный ток в воздушных линиях вычисляется по формуле [3]:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (10)$$

где  $n$  – количество цепей;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение;

$P_{\max}$ ,  $Q_{\text{неск}}$  – потоки максимальной активной и максимальной некомпенсированной реактивной мощностей на стороне высокого напряжения трансформаторов;

$\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

$\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования  $\text{max}$  нагрузки.

Для воздушных линий до 220 кВ  $\alpha_i$  принимается равным 1,05 [3].

Для  $T_m$  равным 3500 часов  $\alpha_T$  принимается равным 0,9 [3].

При определении расчетного тока ВЛ учитывается полная мощность передаваемая как в сеть низкого так и среднего напряжения.

Расчетный ток для ВЛ составит согласно формуле:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T = \frac{\sqrt{7,06^2 + 3,36^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} 1,05 \cdot 0,9 = 0,024 \text{ (кА)}$$

Согласно экономическим токовым интервалам и учитывая климатические характеристики района проектирования сети принимаем марку провода АС 120/19 для подхода к ПС «Рябиновая», ВЛ устанавливаются на стальных опорах.

## 9 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ

Режим электроэнергетической системы – это состояние системы, определяемое значениями мощностей электростанций, напряжений, токов и других физических переменных величин, характеризующих процесс производства, передачи и распределения электроэнергии, т.е. параметрами режима).

Режимы рассчитываются для:

- выявления требований к маневренным свойствам оборудования электростанций;
- выбора структуры генерирующих мощностей и определения типа необходимых к сооружению электростанций;
- оценки годовой выработки энергии различных типов электростанций и последующего расчета потребности в отдельных видах топлива;
- выбора схемы развития электрических сетей;
- расчет величины технических потерь в сети.

Расчет режима проводился при помощи ПВК RastrWin3. ПВК моделирует действие и работу различных устройств, предназначенных для управления напряжением, перетоками активной и реактивной мощности, генерацией и потреблением.

Особенности программного комплекса:

Расчетные модули:

- 1) расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- 2) расчет установившихся режимов с учетом частоты;
- 3) проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;

4) эквивалентирование электрических сетей; оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;

5) расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;

6) учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН;

7) расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;

8) структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;

9) проведение серийных (многовариантных расчетов) по списку возможных аварийных ситуаций;

10) моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;

11) моделирование генераторов и возможность задания их PQ-диаграмм;

12) моделирование зависимостей  $Q_{\max}(V)$  генератора с учетом ограничений по токам ротора и статора;

13) моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;

14) анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;

15) расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров.

Пользовательский интерфейс:

Для подготовки, коррекции и отображения расчетной схемы используется табличный процессор, где вся информация структурирована по

типу (Узлы, Ветви, Генераторы и т.д.). Основные особенности табличного процессора:

- 1) индивидуальная и групповая (по формулам) коррекция и ввод параметров;
- 2) произвольная настройка вида отображения (положение столбцов);
- 3) возможность сортировки по любому столбцу и сортировки по нескольким столбцам;
- 4) выбор точности отображения данных;
- 5) возможность отображения данных в альтернативных единицах (например, в киловаттах вместо мегаваттов или в относительных единицах);
- 6) контекстные переходы между таблицами;
- 7) возможность создания пользовательских таблиц;
- 8) «сдвоенные» таблицы, (например, узел и подходящие к нему ветви) с возможностью их создания;
- 9) динамическая «подсветка» данных в зависимости от значения параметра (например, при выходе за допустимое значение);
- 10) динамический обмен данными с MS Excel;
- 11) экспорт и импорт табличной информации в виде CSV-файлов.

Однолинейная графическая схема. Представление электрической сети в виде однолинейной графической схемы обеспечивает наиболее удобное восприятие информации о расчетах режима. В RastrWin3 входят следующие средства подготовки и отображения однолинейной графической схемы:

- 1) автоматизированная подготовка графической схемы на основе расчетной. Подготовка окон для отображения численной информации;
- 2) отображение численной (расчетной) информации в подготовленных окнах. Конкретный тип отображаемой информации задается пользователем;
- 3) проведение коммутаций (отключение/включение) и коррекций непосредственно на графической схеме;
- 4) динамическая «заливка» схемы в зависимости от значения выбранного параметра (например, отклонения напряжения от номинального).

Встроенная база данных:

1) хранение данных (как исходного, так и расчетного характера) производится в единой базе данных;

2) пользователь комплекса может создавать свои поля в базе данных и задавать связи между полями с помощью формул;

3) при загрузке и сохранении файлов используются шаблоны, определяющие тип файла (режим, графика, сечения и т.д.). В шаблоне хранится описание данных (точность, допустимые значения, формулы и т.д.). Пользователь может как изменять, так и создавать свои шаблоны.

Программный интерфейс:

для облегчения взаимодействия с другими Windows программами комплекс RastrWin3 организован в виде набора COM-компонентов; все расчетные функции и работа с базой данных организованы в виде компонента OLE-automation server, доступ к которому можно получить из любого OLE-клиента (Excel, Access и т.п.); таблицы и графика организованы в виде компонентов ActiveX. Для удобства расчетов на рисунках приведены часть действующей электрической сети в виде графа.

Первоначально проводим расчет режима работы сети до реконструкции с перспективными нагрузками. Граф сети представлен на рисунке 7.

Таблица 6 – Нагрузки в узлах схемы в режиме зимнего максимума, МВА

Узел	Мощность нагрузки (МВт, МВАр)
4	29,56 + i11,7
6	7,8 + i3,09
7	7,63 + i3,09
9	3,09 + i1,3
10	0,16 + i0,16
11	1,95 + i0,65
12	2,28 + i0,96

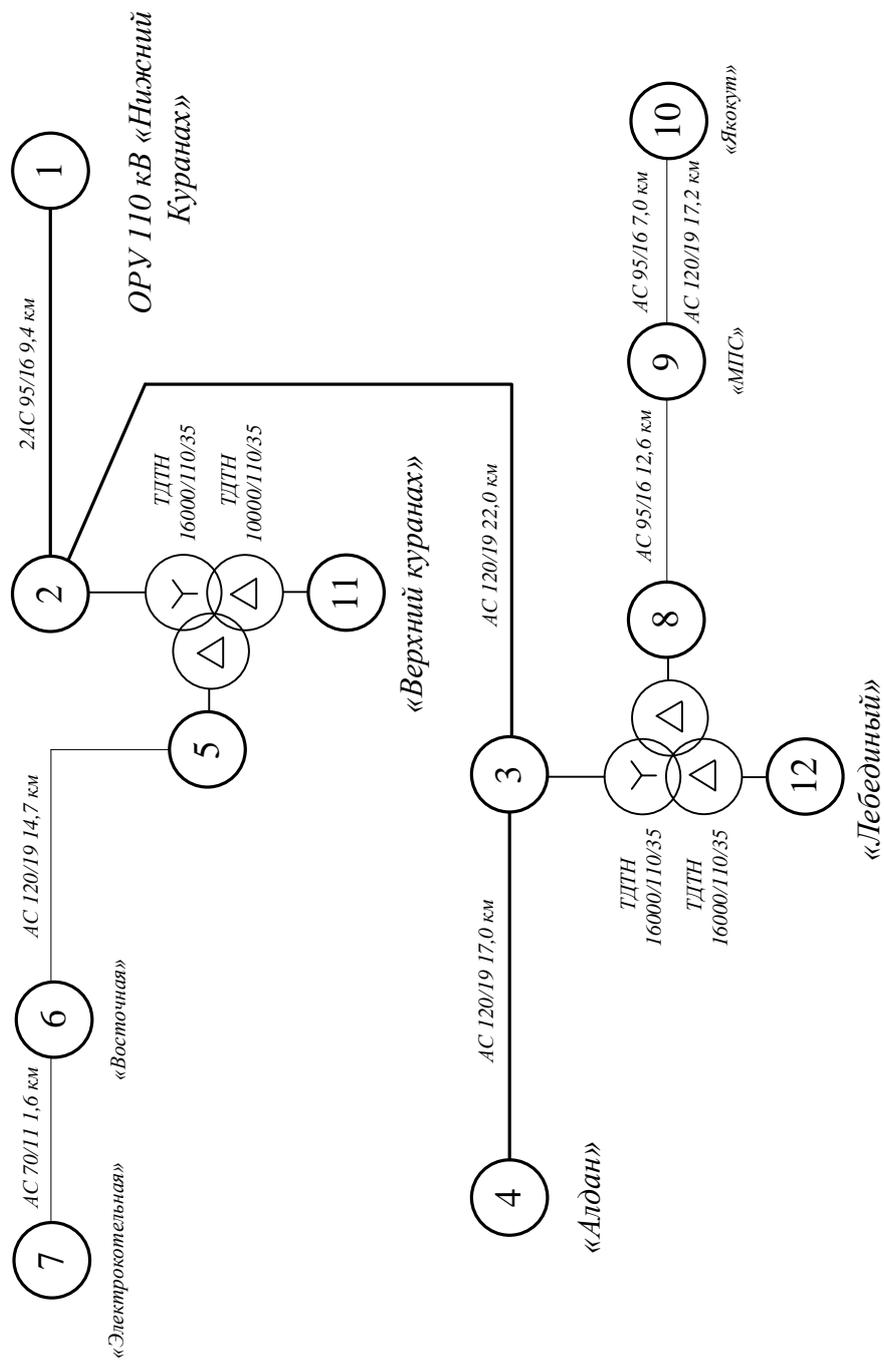


Рисунок 7 - Граф сети до реконструкции

Таблица 7 – Расчет режима максимальной нагрузки сети до реконструкции

Номер	Название	U (кВ)	dU (гр.)	P <sub>н</sub> (МВт)	Q <sub>н</sub> (МВАр)	P <sub>г</sub> (МВт)	Q <sub>г</sub> (МВАр)	I <sub>л</sub> (А)	Q <sub>ш</sub> (МВАр)
				P <sub>л</sub> (МВт)	Q <sub>л</sub> (МВАр)	dP (МВт)	dQ (МВАр)		
1	Нижний Куранах	115				55,1	28,2		
2	Верхний Куранах	113,9	-0,2	-55	-28	0,43	0,49	311	0,66
2	Верхний Куранах	113,87	-0,23						
1	Нижний Куранах	115	0,2	55	27	0,43	0,49	309	0,66
3	Лебединный	110,6	-1	-36	-17	0,76	1,09	204	0,75
20		110,3	-3,6	-18	-10	0,04	1,43	105	0,41
3	Лебединный	110,62	-1,21						
2	Верхний Куранах	113,9	1	35	15	0,76	1,09	202	0,75
4	Алдан	108,6	-0,7	-30	-13	0,41	0,59	170	0,55
30		109,7	-1,1	-5	-3	0	0,12	31	0,39
4	Алдан	108,57	-1,89	29,6	11,7				
3	Лебединный	110,6	0,7	30	12	0,41	0,59	169	0,55
5		35,22	-3,79						
6	Восточная	32,3	-3,4	-16	-8	0,97	1,56	297	
20		110,3	0	16	8	0,03		299	
6	Восточная	32,28	-7,23	7,8	3,1				
5		35,2	3,4	15	6	0,97	1,56	297	
7	Электрокотельная	32,1	-0,2	-8	-3	0,04	0,04	148	
7	Электрокотельная	32,09	-7,4	7,6	3,1				
6	Восточная	32,3	0,2	8	3	0,04	0,04	148	
8		35,09	-2,29						
9	МПС	34,5	-0,5	-3	-2	0,04	0,05	59	
30		109,7	0	3	2	0		61	
9	МПС	34,52	-2,81	3,1	1,3				
8		35,1	0,5	3	1	0,04	0,05	59	
10	Якугут	34,5	0	0	0	0	0	4	
10	Якугут	34,46	-2,82	0,2	0,2				
9	МПС	34,5	0	0	0	0	0	4	
11		10,02	-4,06	2	0,6				
20		110,3	0,2	2	1	0	0,01	118	
12		9,96	-2,57	2,3	1				
30		109,7	0,3	2	1	0	0,01	142	
20		110,26	-3,83						
2	Верхний Куранах	113,9	3,6	18	8	0,04	1,43	104	0,41
5		35,2	0	-17	-8	0,03		96	
11		10	-0,2	-2	-1	0	0,01	11	
30		109,69	-2,3						
3	Лебединный	110,6	1,1	5	2	0	0,12	30	0,39
8		35,1	0	-3	-2	0		20	
12		10	-0,3	-2	-1	0	0,01	13	

Расчет режима работы сети до реконструкции показывает значительную загрузку ВЛ «Верхний Куранах» - «Восточная» в связи с увеличившимися нагрузками на данном участке происходит значительное снижение уровня

напряжения 3 кВ, при этом потери мощности на данном участке составляют 1 МВт при передаваемой мощности 16 МВт, ток в сечении составляет 297 А, что практически соответствует длительно допустимому току данного сечения. Из расчета можно сделать вывод о том что требуется перевод данной ВЛ и ПС «Восточная» на более высокий уровень напряжения.

Далее проводим расчет режима работы сети после реконструкции при отсутствии ПС «Рябиновая» и с ней. Граф сети представлен на рисунке 8.

Основные данные по нагрузкам показаны в таблице 8 и по ветвям в таблице 9.

Таблица 8 – Нагрузки в узлах схемы в режиме зимнего максимума, МВА

Узел	Мощность нагрузки (МВт, МВАр)
2	1,95 + i0,65
3	7,8+i3,09
4	7,06 + i3,36
5	2,28+i0,96
6	29,56 + i11,17

Таблица 9 – Параметры ветвей

Ветви	R (Ом)	X (Ом)	B (мкСм)
1-2	3,06	4,08	27,54
2-3	3,05	8,12	54,81
1-7	3,51	9,21	62,14
3-7	0,95	2,44	16,47
3-4	0,75	1,2	32,41
3-5	0,83	2,2	14,85
5-6	5,25	13,6	91,8
6-7	7,98	15,96	107,73

Результаты расчета режима сведены в таблицы.

Полностью протокол расчета режимов с помощью ПВК RastrWin3 приведен в Приложении А, Б.

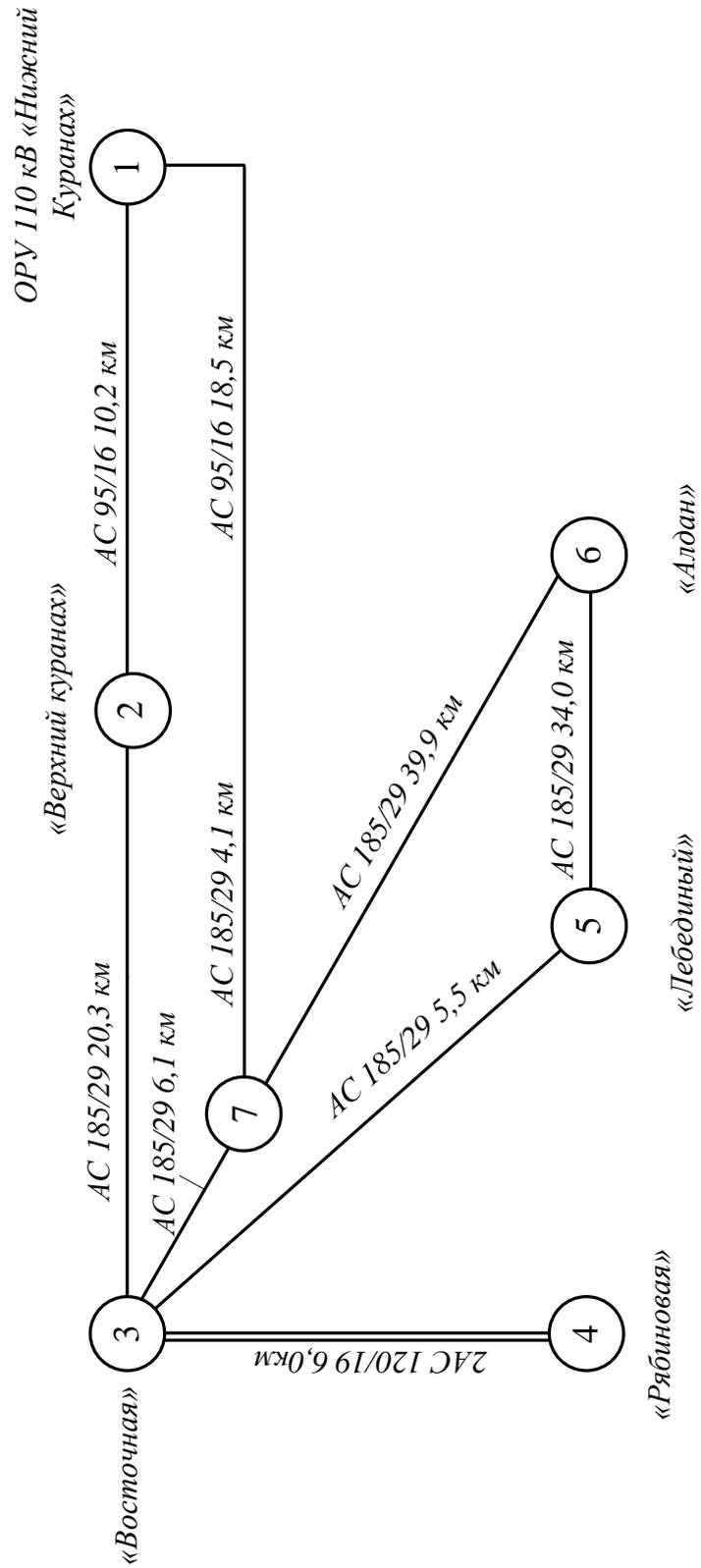


Рисунок 8 – Граф сети после реконструкции

Таблица 10 – Расчет режима максимальной нагрузки без учета ПС «Рябиновая»

Номер	Название	U (кВ)	dU (гр.)	Рн (МВт)	Qн (МВАр)	Рг (МВт)	Qг (МВАр)	Iл (А)	Qш (МВАр)
				Рл (МВт)	Qл (МВАр)	dP (МВт)	dQ (МВАр)		
1	Н Куранах	120				42,2	22,5		
2	В Куранах	119,2	-0,2	-20	-9	0,1	0,13	105	0,39
7	отпайка	118,4	-0,7	-22	-13	0,16	0,43	125	0,88
2	В Куранах	119,19	-0,21	2	0,6				
1	Н Куранах	120	0,2	20	9	0,1	0,13	104	0,39
3	Восточная	118,2	-0,5	-18	-8	0,08	0,21	94	0,77
3	Восточная	118,21	-0,7	7,8	3,1				
2	В Куранах	119,2	0,5	18	7	0,08	0,21	93	0,77
7	отпайка	118,4	0	7	5	0	0,01	40	0,23
4	Рябиновая								
5	Лебединный	117,9	-0,1	-17	-9	0,02	0,06	92	0,21
4	Рябиновая		-1,34	7,1	3,4				
3	Восточная								
5	Лебединный	117,94	-0,82	2,3	1				
3	Восточная	118,2	0,1	17	9	0,02	0,06	91	0,21
6	Алдан	116,5	-0,7	-14	-8	0,1	0,25	79	1,26
6	Алдан	116,51	-1,48	29,6	11,2				
5	Лебединный	117,9	0,7	14	6	0,1	0,25	76	1,26
7	отпайка	118,4	0,8	15	5	0,16	0,32	80	1,49
7	отпайка	118,37	-0,65						
1	Н Куранах	120	0,7	22	12	0,16	0,43	123	0,88
3	Восточная	118,2	0	-7	-5	0	0,01	41	0,23
6	Алдан	116,5	-0,8	-16	-7	0,16	0,32	83	1,49

Таблица 11 – Расчет режима максимальной нагрузки с учетом ПС «Рябиновая»

Номер	Название	U (кВ)	dU (гр.)	P <sub>н</sub> (МВт)	Q <sub>н</sub> (МВАр)	P <sub>г</sub> (МВт)	Q <sub>г</sub> (МВАр)	I <sub>л</sub> (А)	Q <sub>ш</sub> (МВАр)
				P <sub>л</sub> (МВт)	Q <sub>л</sub> (МВАр)	dP (МВт)	dQ (МВАр)		
7	отпайка	117,26	-1,08						
1	Н Куранах	120	1,1	37	20	0,45	1,19	206	0,87
3	Восточная	116,8	-0,2	-20	-13	0,04	0,1	118	0,23
6	Алдан	115,2	-0,9	-17	-7	0,19	0,37	89	1,46
6	Алдан	115,23	-1,98	29,6	11,2				
5	Лебединный	116,6	0,6	13	6	0,08	0,22	72	1,23
7	отпайка	117,3	0,9	16	6	0,19	0,37	87	1,46
5	Лебединный	116,56	-1,35	2,3	1				
3	Восточная	116,8	0,1	16	8	0,02	0,05	86	0,2
6	Алдан	115,2	-0,6	-13	-7	0,08	0,22	74	1,23
4	Рябиновая	116,5	-1,33	7,1	3,4				
3	Восточная	116,8	0,1	28	14	0,05	0,09	155	0,44
3	Восточная	116,83	-1,24	7,8	3,1				
2	В Куранах	118,6	0,9	31	13	0,26	0,69	168	0,76
7	отпайка	117,3	0,2	20	13	0,04	0,1	117	0,23
4	Рябиновая	116,5	-0,1	-4,1	-15	0,05	0,09	156	0,44
5	Лебединный	116,6	-0,1	-16	-8	0,02	0,05	87	0,2
2	В Куранах	118,6	-0,36	2	0,6				
1	Н Куранах	120	0,4	33	15	0,3	0,39	179	0,39
3	Восточная	116,8	-0,9	-31	-15	0,26	0,69	169	0,76
1	Н Куранах	120				70,9	38,4		
2	В Куранах	118,6	-0,4	-34	-16	0,3	0,39	180	0,39
7	отпайка	117,3	-1,1	-37	-22	0,45	1,19	209	0,87

Расчет режима сети в период зимнего максимума как без учета ПС «Рябиновая» так и с учетом показывает что значения напряжений во всех узлах сети находятся в допустимых пределах (+- 5%), при этом токовые нагрузки ветвей так же не превосходят длительно допустимых для рассматриваемых сечений. Расчет режимов работы сети показан в приложениях А, Б, В

## 10 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткими замыканиями в электроустановках (КЗ) называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах.

Короткие замыкания в электроустановках возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

Чаще всего КЗ в электроустановках происходят через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Иногда возникают металлические КЗ без переходного сопротивления. Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов КЗ рассматривают металлическое КЗ без учета переходных сопротивлений.

В трехфазных электроустановках возникают 3-х и 2-х фазные КЗ. Кроме того, в трехфазных сетях с глухо и эффективно заземленными нейтралью дополнительно могут возникать также одно- и двухфазные КЗ на землю (замыкание двух фаз между собой с одновременным соединением их с землей).

При 3-х фазном КЗ все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, поэтому его называют симметричным. При других видах КЗ фазы сети находятся в разных условиях, в связи, с чем векторные диаграммы токов и напряжений искажены. Такие КЗ называют несимметричными.

Короткие замыкания в электроустановках, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках, аппаратах и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может увеличить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т. п. Проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т. е. должны быть термически стойкими.

Протекание токов КЗ сопровождается также очень высокими электродинамическими усилиями между проводниками. Если не принять должных мер, под действием этих усилий токоведущие части и их изоляция могут быть разрушены. Токоведущие части, аппараты, и электрические машины должны быть сконструированы так, чтобы выдерживать без разрушений усилия, возникающие при КЗ, т. е. должны обладать электродинамической стойкостью.

Короткие замыкания сопровождаются понижением уровня напряжения в электрической сети, особенно вблизи места повреждения.

Резкое понижение напряжения при КЗ может привести к нарушению устойчивости параллельной работы генераторов и к системной аварии с большим народнохозяйственным ущербом.

Расчет токов КЗ проведем в именованных единицах приближенным методом. Первоначально расчет проводим относительно точки короткого замыкания К2, за базисную ступень трансформации принимаем шины высокого напряжения подстанции «Рябиновая».

При определении сопротивления системы воспользуемся данными о токах короткого замыкания на ОРУ 220 кВ ПС «Нижний Куранах», в данном случае ток трехфазного КЗ на шинах составляет 13,8 кА.

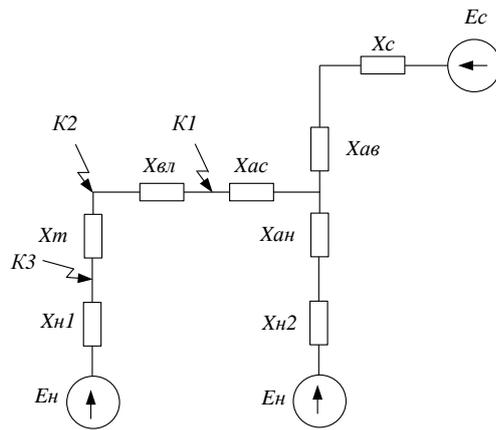


Рисунок 9 – Схема замещения

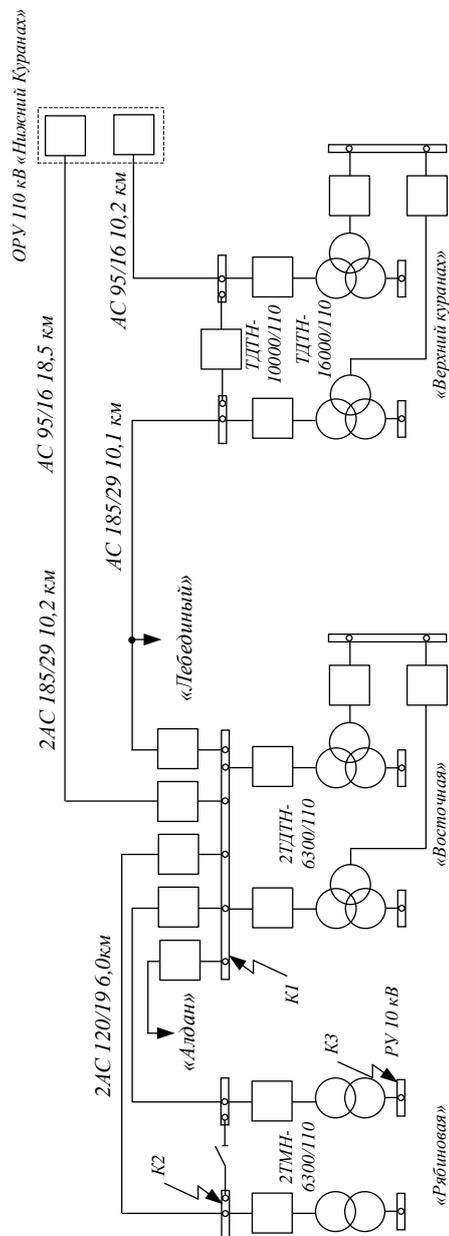


Рисунок 10 – Расчетное место К3

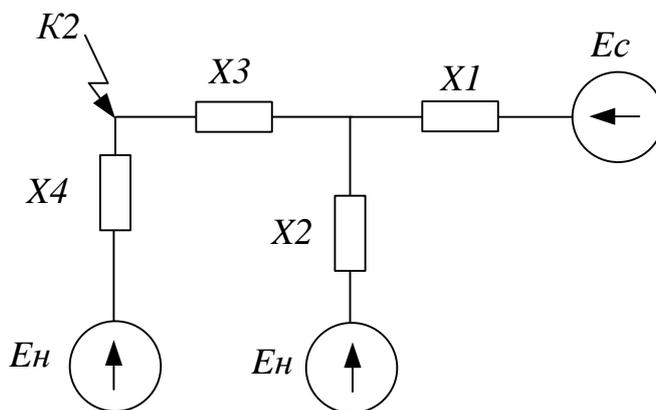


Рисунок 11 – Преобразование схемы замещения

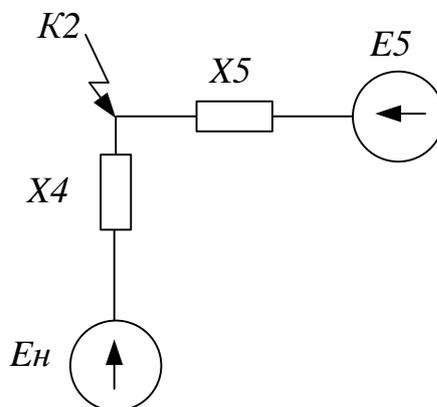


Рисунок 12 – Преобразование схемы замещения

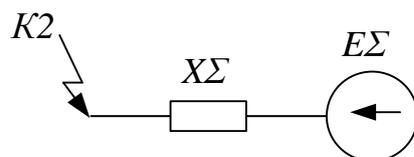


Рисунок 13 – Получение эквивалентной схемы

Определяем мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС «Нижний Куранах» по формуле [8]:

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{K3} = \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 13,8 = 5,49 \cdot 10^3 \text{ (МВА)} \quad (11)$$

где  $S_{K3}$  – мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ

$U_{CP}$  – среднее напряжение на стороне 220 кВ (кВ);

$I_{K3}$  – ток трехфазного короткого замыкания (кА);

Все параметры приводятся к базисной ступени (110 кВ)

Сопротивление системы соответственно приведенное к базисной ступени:

$$X_c = \frac{U_{CP}^2}{S_{K3}} \cdot K^2_T = \frac{230^2}{5,49 \cdot 10^3} \cdot \frac{115^2}{230^2} = 2,41 \text{ (Ом)} \quad (12)$$

Сопротивление ВЛ (определяется согласно расчетной схеме путем последовательно параллельного преобразования):

$$X_{вл} = \frac{(X_{вд} \cdot L1) \times (X_{вд} \cdot L2 + X_{вд} \cdot L3)}{(X_{вд} \cdot L1) + (X_{вд} \cdot L2 + X_{вд} \cdot L3)} + X_{вд} \cdot L4 + X_{вд} \cdot L5 \text{ (Ом)} \quad (13)$$

где  $X_{вд}$  – удельное индуктивное сопротивление ВЛ 110 кВ (Ом/км)

$L$  – длина соответствующего участка ВЛ (км);

$$X_{вл} = \frac{(0,4 \cdot 18,5) \times (0,4 \cdot 10,2 + 0,4 \cdot 10,1)}{(0,4 \cdot 18,5) + (0,4 \cdot 10,2 + 0,4 \cdot 10,1)} + (0,4 \cdot 10,2)/2 + (0,4 \cdot 6,0)/2 = 7,11 \text{ (Ом)}$$

Определяем сопротивление обмоток автотрансформаторов ПС «Нижний Куранах» приведенное к стороне 110 кВ:

$$X_{ав} = 0,005 \cdot (u_{K\%bc} + u_{K\%вн} - u_{K\%сн}) \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} \cdot K^2_T \quad (14)$$

$$X_{ав} = 0,005 \cdot (11 + 35 - 22) \cdot \frac{230^2}{63} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{115^2}{230^2} = 12,59 \text{ (Ом)}$$

$$X_{ас} = 0,005 \cdot (u_{K\%bc} - u_{K\%вн} + u_{K\%сн}) \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} \cdot K^2_T \quad (15)$$

$$X_{ас} = 0,005 \cdot (11 - 35 + 22) \cdot \frac{230^2}{63} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{115^2}{230^2} = 0 \text{ (Ом)}$$

$$X_{ан} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} \cdot K^2_T \quad (16)$$

$$X_{ан} = 0,005 \cdot (-11 + 35 + 22) \cdot \frac{230^2}{63} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{115^2}{230^2} = 24,14 \text{ (Ом)}$$

где  $U_K$  – напряжение короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора (%)

$S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора (МВА)

Сопротивление трансформаторов ПС «Рябиновая», определяются по формуле (Ом):

$$X_T = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} \cdot \frac{1}{2} \quad (17)$$

$$X_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{6,3} \cdot \frac{1}{2} = 27,77 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление нагрузки приведенное к высокой стороне: учитывается сопротивление обобщенной нагрузки в относительных единицах равное 0,35:

Для ПС «Рябиновая»:

$$X_{н1} = \frac{x_{отн.нагр.} \cdot U_{cp}^2}{S_H} \cdot K_{тр}^2 = \frac{0,35 \cdot 10,5^2}{\sqrt{7,06^2 + 3,36^2}} \cdot \frac{115^2}{10,5^2} = 147,81 \text{ (Ом)} \quad (18)$$

Для ПС «Нижний Куранах» сторона 35 кВ:

$$X_{н2} = \frac{x_{отн.нагр.} \cdot U_{cp}^2}{S_H} \cdot K_{тр}^2 = \frac{0,35 \cdot 37^2}{\sqrt{7,8^2 + 3,2^2}} \cdot \frac{115^2}{37^2} = 549,02 \text{ (Ом)}$$

где  $x_{отн.нагр.}$  – сопротивление нагрузки (о.е.)

$S_H$  – мощность нагрузки (МВА)

$U_{cp}$  – среднее номинальное напряжение со стороны нагрузки (кВ)

$K_{тр}$  – коэффициент трансформации трансформатора

Определяем ЭДС системы приведенное к базовой ступени (кВ):

$$E_c = E_{c.отн.} \cdot U_c = 1 \cdot 230 \cdot \frac{115}{230} = 115 \text{ (кВ)} \quad (19)$$

где  $E_{c.отн.}$  – ЭДС системы (о.е.)

Определяем ЭДС обобщенной нагрузки приведенное к базовой ступени:

$$E_n = E_{n.отн.} \cdot U_c = 0,85 \cdot 10,5 \cdot \frac{115}{10,5} = 97,75 \text{ (кВ)} \quad (20)$$

где  $E_{n.отн.}$  – ЭДС обобщенной нагрузки (о.е.)

Сворачиваем схему относительно точки К2 и определяем сопротивления:

$$X_1 = X_c + X_{ав} = 2,41 + 12,59 = 15,0 \text{ (Ом)} \quad (21)$$

$$X_2 = X_{ан} + X_{н2} = 24,14 + 549,02 = 573,16 \text{ (Ом)} \quad (22)$$

$$X_3 = X_{ев} + X_{ас} = 7,11 + 0 = 7,11 \text{ (Ом)} \quad (23)$$

$$X_4 = X_r + X_{н1} = 27,77 + 147,81 = 175,58 \text{ (Ом)} \quad (24)$$

$$X_5 = X_3 + \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} = 7,11 + \frac{15,0 \cdot 573,16}{15,0 + 573,16} = 21,72 \text{ (Ом)} \quad (25)$$

Определяем результирующее сопротивление до точки К3:

$$X_{\Sigma} = \frac{X_4 \cdot X_5}{X_4 + X_5} = \frac{175,58 \cdot 21,72}{175,58 + 21,72} = 19,32 \text{ (Ом)} \quad (26)$$

Проводим дальнейшее преобразование схемы

$$E_5 = \frac{E_c \cdot X_2 + E_n \cdot X_1}{X_2 + X_1} = \frac{115 \cdot 573,16 + 97,75 \cdot 15,0}{573,16 + 15,0} = 114,56 \text{ (Ом)} \quad (27)$$

Определяем результирующую ЭДС:

$$E_{\Sigma} = \frac{E_5 \cdot X_4 + E_n \cdot X_5}{X_4 + X_5} = \frac{114,56 \cdot 175,58 + 97,75 \cdot 21,72}{175,58 + 21,72} = 112,71 \text{ (Ом)} \quad (28)$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока К3 в точке К1:

$$I_{no} = \frac{E\Sigma}{\sqrt{3} \cdot X\Sigma} = \frac{112,71}{\sqrt{3} \cdot 19,32} = 3,37 \text{ (кА)} \quad (29)$$

Аналогично проводим расчет тока короткого замыкания в точке К2, при этом все сопротивления и ЭДС приводятся к низкой стороне трансформатора.

Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле [8]:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-T_{ог}}{T_a}} \quad (30)$$

где  $I_{at}$  – апериодическая составляющая тока короткого замыкания (кА)

$I_{no}$  – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

$T_{ог}$  – время отключения выключателя с учетом работы релейной защиты (сек), в данном случае принимается 0,6 сек.

$T_a$  – постоянная времени.

Постоянная времени определяется по следующей формуле:

$$T_a = \frac{Xp}{\omega \cdot Rp} \quad (31)$$

Для точки К2 определяем данную величину по справочным данным:

$$T_a = 0,03$$

где  $Xp$  – результирующее индуктивное сопротивление до точки короткого замыкания (Ом);

$Rp$  – результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания (Ом);

$\omega$  – угловая частота (314 рад/сек.)

Результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания определяется аналогично индуктивному сопротивлению.

Апериодическая составляющая для К1:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot 3,37 \cdot e^{\frac{-0,6}{0,03}} = 0,001 \text{ (кА)} \quad (32)$$

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (33)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 3,37 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 8,18 \text{ (кА)} \quad (34)$$

Результаты расчета токов короткого замыкания с учетом всех токов кз сведены в таблицу 12, 13:

Таблица 12 – Результаты расчета максимального режима

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{no}, \text{(кА)}$	$I_{at}, \text{(кА)}$	$I_{y\partial}, \text{(кА)}$
К1	4,18	0,001	10,92
К2	3,37	0,001	8,18
К3	10,76	0,03	26,12

Таблица 13 – Результаты расчета минимального режима

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{no}, \text{(кА)}$	$I_{at}, \text{(кА)}$	$I_{y\partial}, \text{(кА)}$
К1	3,97	0,001	10,37
К2	3,2	0,001	7,77
К3	10,22	0,03	24,81

Данные указанные в таблице 12, 13 будут использованы при расчете уставок защит.

## 11 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

Выбор оборудования на ПС «Рябиновая» ведется на основе данных расчета токов КЗ, выбранной схемы РУ, характера потребителей электроэнергии и климатических условий района размещения подстанции.

Также для выбора оборудования РУ подстанции «Рябиновая» необходимы данные о максимальных рабочих токах, которые определяются из расчета режимов. Значения максимальных рабочих токов на подстанции «Рябиновая» приведены в таблице.

В данном разделе проводится выбор и проверка следующего подстанционного оборудования: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, гибкая ошиновка, жесткая ошиновка.

Определяем максимальные рабочие токи РУ ПС «Рябиновая» [8]:

$$I_m = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

где  $S_n$  – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_n$  – номинальное напряжение (Ом);

Для стороны ВН:

$$I_{m110} = \frac{2 \times 6,3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 66,13 \text{ (А)}$$

Для стороны НН:

$$I_{m10} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,41 \text{ (А)}$$

Таблица 14 – Максимальные рабочие токи в РУ подстанции «Рябиновая»

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (кА)
110	66,13
10,5	346,41

### 11.1 Выбор выключателей.

Выбор выключателей на стороне 110 кВ подстанции «Рябиновая».

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току [8]:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети} \quad (35)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб} \quad (36)$$

Напряжение сети 110 кВ.

Первоначально принимаем для установки на ПС «Рябиновая» элегазовый выключатель марки ВГУ-110 П-20/2500У1. Привод выключателя – пневматический.

Дугогасительное устройство выключателя работает на принципе пневматического дутья. Выключатель снабжен фильтром для поглощения влаги и продуктов разложения элегаза.

Шкаф управления выключателя оснащен пневматическим приводом, который производит отключение выключателя при подаче воздуха в надпоршневое пространство привода. В отключенном положении контакты удерживаются с помощью механической защелки.

Включение выключателя осуществляется при помощи пружин при выбивании защелки привода. Связь между приводом и гасительным устройством осуществляется посредством изоляционной тяги, размещенной в опорной колонке.

Данного типа выключатели обладают следующими преимуществами:

- взрыво- и пожаробезопасность;
- высокая стойкость при коммутации номинальных токов и номинальных токов отключения. Для элегазовых выключателей – до 5000 отключений номинальных токов и 20-50 отключений номинальных токов отключения:

- отсутствие в процессе работы внешних эффектов и загрязнений окружающей среды;

- отсутствие дополнительных динамических нагрузок на фундамент при коммутации токов КЗ.

Выбранный выключатель 110 кВ проверяется на коммутационную способность, электродинамическую стойкость, термическую стойкость.

Термическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \quad (37)$$

где  $I_{тер}$  - ток термической стойкости;

$t_{тер}$  - время термической стойкости,

$B_k$  - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд} \quad (38)$$

где  $I_{пр.скв}$  - предельный сквозной ток выключателя;

$I_{дин}$  - ток электродинамической стойкости аппарата.

Значение  $B_k$  можно определить по формуле [8]:

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (39)$$

где  $I_{но}$  - периодическая составляющая тока КЗ (кА);

$t_{отк}$  - время отключения выключателя (сек);

$T_a$  - постоянная времени.

На примере точки К2:

$$B_{к2} = I_{но2}^2 \cdot (t_{отк} + T_{a2}) = 3,37^2 \cdot (0,6 + 0,03) = 0,2$$

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 15:

Таблица 15 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	2500	66,13	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	20	3,37	$I_{вкл} \geq I_{по}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$ , $I_{уд}$ (кА)	102	8,18	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	20	3,37	$I_{откл} \geq I_{по}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, $I_a$ (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 20 =$ 12,456	0,001	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	102	8,18	$I_{прскв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $20^2 \cdot 3 =$ 1200	0,2	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатель проходит по всем параметрам.

Выбор выключателей на стороне 10 кВ. Первоначально принимаем выключатель вакуумный ВВЭ-М-10-1600-20У3.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 16:

Таблица 16 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1600	346,41	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	20	10,76	$I_{вкл} \geq I_{по}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$ , $I_{уд}$ (кА)	51	26,12	$I_{пик} \geq I_{уд}$

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4
Номинальный ток отключения I <sub>откл</sub> (кА)	20	10,76	$I_{откл} \geq I_{но}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, I <sub>a</sub> (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 20 =$ 8,48	0,03	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток I <sub>прскв</sub> , I <sub>уд</sub> (кА)	51	26,12	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, I <sub>тер</sub> <sup>2</sup> ·t <sub>тер</sub> (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $20^2 \cdot 3 =$ 1200	2,06	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатели проходят по всем параметрам.

### 11.2 Выбор разъединителей.

Выбор разъединителей 110 кВ. Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но отсутствует проверка на коммутационную способность, т.к. разъединители не предназначены для размыкания цепей под нагрузкой.

По напряжению и максимальному рабочему току выберем разъединители марки РНДЗ-110/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки двухколонковый с заземляющими ножами), номинальный рабочий ток 1000 А.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение U <sub>ном</sub> (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток I <sub>ном</sub> (А)	1000	66,13	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток I <sub>прскв</sub> , I <sub>уд</sub> (кА)	80	8,18	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, I <sub>тер</sub> <sup>2</sup> ·t <sub>тер</sub> (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $31,5^2 \cdot 3 =$ 2790,75	0,2	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки.

### 11.3 Выбор высокочастотного заградителя связи.

Высокочастотные заградители серии ВЗ предназначены для обеспечения передачи сигналов противоаварийной автоматики (ПА), релейной защиты (РЗ), телефонной связи, телемеханики, промодулированных высокой частотой (24-1000 кГц) по фазовому проводу или грозотросу высоковольтной (10,35-750 кВ) линии электропередачи. Высокочастотный заградитель необходим для исключения шунтирования высокочастотного сигнала обмоткой фазового трансформатора. Заградитель представляет собой высокочастотный фильтр, который включается в рассечку провода высоковольтной линии электропередачи для предотвращения потерь высокочастотного сигнала.

По номинальному напряжению выбираем заградитель типа ВЗ-200 УХЛ1,

Сравнение основных данных заградителя с расчетными показаны в таблице 18.

Таблица 18 – Выбор и проверка заградителя 110 кВ

Номинальные параметры заградителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	200	66,13	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток КЗ $I_{кз}$ (кА)	10	3,37	$I_{кз} \geq I_{по}$
Предельный сквозной ток $I_{пр.скв}$ (кА)	25,5	8,18	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$

Высокочастотный заградитель типа ВЗ - 200 УХЛ1 проходит по всем показателям его принимаем к установке на обе цепи ВЛ «Восточная» - «Рябиновая»

### 11.4 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 110 кВ.

Ограничители перенапряжений выполнены как одноклонковые аппараты опорного типа вертикальной установки. Для присоединения фазного провода и заземления ограничители имеют стандартную пластину на верхнем

фланце и болт заземления на нижнем. Металлические фланцы закреплены на корпусе ограничителя и загерметизированы полимерным компаундом.

Металлооксидные ZnO резисторы с высоконелинейной вольтамперной характеристикой запрессованы в оболочки из полимерного материала и в виде однотипных элементов последовательно соединены внутри общего корпуса.

Принимаем ОПН-110/10/77/400 номинальным напряжением 110 кВ

Основные параметры выбранного ОПН показаны в таблице 19.

Таблица 19 – Технические данные ОПН 110 кВ

ОПН-110/10/77/400	
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110
Наибольшее рабочее напряжение $U_{вр}$ (кВ)	77
Поглощаемая энергия (кДж)	400
Остаточное напряжение $U_{ост}$ (кВ)	180

Согласно [12] наибольшее рабочее линейное напряжения на шинах 110 ПС составляет 126 кВ.

Рассчитываем фазное значение наибольшего рабочего напряжения:

$$U_{вр\phi} = \frac{U_{врл}}{\sqrt{3}} = \frac{126}{\sqrt{3}} = 72,74 \quad (40)$$

Энергия поглощаемая ОПН определяется по следующей формуле:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{ост}}{Z_{\phi}} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \quad (41)$$

где  $U$  - величина неограниченных перенапряжений;

$U_{ост}$  - остаточное напряжение на ОПН;

$Z_{\phi}$  - волновое сопротивление линии Ом;

$t$  - время распространения волны.

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot L \cdot U_0} = \frac{260}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 260} = 224,9$$

где  $U_0$  - напряжение волны перенапряжений в месте удара молнии;

$k$  – коэффициент полярности;

$L$  - длина защитного подхода принимаем равной 3 (км).

Время распространения волны рассчитывается по формуле:

$$T = \frac{L \cdot 10^6}{\beta \cdot c} = \frac{3 \cdot 10^6}{0.91 \cdot 300000} = 11 \text{ (мкс)}$$

где  $\beta$  - коэффициент затухания волны в фазном проводе;

$c$  - скорость распространения электромагнитной волны в вакууме (км/сек).

$$\mathcal{E} = \left( \frac{224,9 - 180}{415} \right) \cdot 180 \cdot 2 \cdot 11 = 398 \text{ (кДж)}$$

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 20.

Таблица 20 – Выбор и проверка ОПН 110 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{вр}$ (кВ)	77	72,74	$U_{вр} \geq U_{вр.сети}$
Поглощаемая энергия (кДж)	400	398	$\mathcal{E}_{расч} \geq \mathcal{E}$

ОПН 110 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

### 11.5 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ.

Принимаем к установке ОПН-10/11-10(I) Сравнение параметров приведено в таблице 21.

Таблица 21 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$

Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	6,35	6,06	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$
---	------	------	---------------------------

ОПН 10 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

### 11.6 Выбор трансформаторов тока.

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

Трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также по величине нагрузки в заданном классе точности.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (42)$$

Сопротивление контактов принимается равным  $r_k = 0,1$  Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (43)$$

где  $\rho = 0,0283$  (Ом·мм<sup>2</sup>)/м – удельное сопротивление алюминия;

$l$  - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ подстанции принимается

100 м, для РУ 10 кВ - 60 м;

$F$  - сечение соединительного провода,  $F = 4$  мм<sup>2</sup>.

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (для 110 кВ):

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление соединительных проводов (для 10 кВ):

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{пров} = \frac{S_{np}}{I_2^2} \quad (44)$$

где  $S_{np}$  - мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  - вторичный номинальный ток трансформатора тока,  $I_2=1\text{А}$ .

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс фирмы АВВ «Альфа +». Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 22, 23.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	Delta +	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Delta +	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110  $S_{np}=1,62 \text{ ВА}$ .

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{1,62}{1} = 1,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 10 кВ  $S_{np}= 0,62 \text{ ВА}$ . Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{проб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 110 кВ):

$$Z_{2.110} = r_{\text{пров}} + r_{\text{проб}} + r_{\kappa} = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 10 кВ):

$$Z_{2.10} = r_{\text{пров}} + r_{\text{проб}} + r_{\kappa} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем элегазовый трансформатор тока на стороне 110 кВ ТОГ-110 II-I У1, с номинальным током 750 А

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ (кВ)	110	110	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ (А)	750	66,13	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс.раб}}$
Предельный сквозной ток $I_{\text{прскв}}$ , $I_{\text{уд}}$ (кА)	126	8,18	$I_{\text{прскв}} \geq I_{\text{уд}}$
Термическая стойкость, $I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{тер}}$ (кА <sup>2</sup> с)	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 68^2 \cdot 3 = 13872$	0,2	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\kappa}$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2 \text{ ном}}$ (Ом)	20	2,43	$Z_{2 \text{ ном}} \geq z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ ТПЛК-10 с номинальным током первичной обмотки 1600 А. Сравнение параметров приведено в таблице 25.

Таблица 25 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ (кВ)	10	10	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ (А)	1600	346,41	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс.раб}}$

Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	52	26,12	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
---	----	-------	--------------------------

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $35^2 \cdot 3 =$ $3675$	2,06	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2ном}$ (Ом)	1,2	1,15	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

### 11.7 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

по напряжению установки, по конструкции и схеме соединения, по классу точности, по вторичной нагрузке

$$S_{2ном} \geq S_2 \quad (45)$$

где  $S_{2ном}$  - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_2$  - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	1	10
Частотомер	Н-397	1	7
Варметр	Д-335	5	1,5
Ваттметр	Д-335	5	1,5
Счетчик АЭ	Delta +	5	1
Счетчик РЭ			

Сумма			39
-------	--	--	----

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа: НТМИ-110.

Таблица 27 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	39 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ.

Сравнение параметров выбранного трансформатора напряжения приведен в таблице 28.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 10 кВ) подстанций

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Счетчик АЭ	Delta +	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			7

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 10.

Таблица 29 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 (10 кВ)	75 ВА	7 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

## 11.8 Выбор трансформаторов собственных нужд.

В качестве типа оперативного тока принимаем переменный трехфазный ток напряжением 0,4 кВ.

Состав потребителей собственных нужд (с. н.) электрических подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования. Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанции являются оперативные цепи, система связи, телемеханика, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения. Кроме того, сюда входят устройства обогрева выключателей, шкафов КРУН, приводов отделителей и короткозамыкателей. Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам с. н. с учётом коэффициентов загрузки и одновременности. При упрощённом расчёте можно по ориентировочным данным определить основные нагрузки собственных нужд подстанции. Расчётная нагрузка потребителей ПС «Рябиновая» приведены в таблице 30:

Таблица 30 – Расчетная нагрузка потребителей С.Н. ПС «Рябиновая»

Вид потребителя	Расчетная мощность приемника (кВА)
Приводы выключателей	8,36
Обогрев приводов выключателей	2,4
Обогрев ЗРУ 10 кВ	12
Освещение коридора ЗРУ 10 кВ	4
Освещение ячеек 10 кВ	1,4
Освещение ОРУ	8
Расчетная полная мощность	36,16

По расчетной мощности электроприемников С.Н. определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС «Рябиновая»:

$$S_P = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3^{onm}} = \frac{36,16}{2 \cdot 0,7} = 25,82 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке на ПС «Рябиновая» в качестве источников переменного оперативного тока два сухих трансформатора типа ТСЗ 40/10/0,4 номинальной мощностью 40 кВА. Трансформаторы имеют защищенное исполнение.

### 11.9 Выбор гибкой ошиновки.

Выбор гибкой ошиновки проводится на подстанции при напряжении 110 кВ и выше так как распределительные устройства данного напряжения расположены на открытом воздухе.

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции «Рябиновая» составляет 66,13 А, следовательно принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения ВЛ АС 120/19 с максимально допустимым током 450 А расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 300 см.

Проверка сечения шин на термическую стойкость к токам КЗ не требуется т.к. шины выполнены голыми проводами расположенными на открытом воздухе.

При токе трехфазного короткого замыкания на шинах менее 20 кА (как в данном случае) проверка шин на сжестывание не требуется.

Проводим проверку по условиям коронирования, определяем начальную критическую напряженность на проводе по формуле (кВ):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (46)$$

где  $m$  - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

$r_0$  - радиус провода (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,744}} \right) = 34,46 \text{ (кВ)}$$

Определяем напряженность на проводе по формуле (кВ):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (47)$$

где  $U$  – линейное напряжение на проводе (принимаям 115 кВ);

$D_{cp}$  - среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 378 см

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,744 \cdot \lg \frac{378}{0,744}} = 20,217 \text{ (кВ)}$$

Отсутствие коронирования определяем по условию

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (48)$$

$$21,63 \leq 31,01$$

Сечение проходит по требованиям следовательно его оставляем.

### 11.10 Выбор жестких шин на напряжении 10 кВ.

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения. Максимальный рабочий ток в данном РУ составляет 346,41 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 80 × 6 мм (4.8 см<sup>2</sup>), длительно допустимый ток для данного сечения составляет 1630А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ (см<sup>2</sup>).

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{347,33}}{91} = 0,2 \quad (49)$$

где  $B_k$  – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей.

$C$  - коэффициент для алюминия 91

Проверяем шины на механическую прочность, определяем пролет при условии, что частота собственных колебаний составит более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{25,6}{4,8}}} = 0,95 \quad (50)$$

где  $J$  – момент инерции шины ( $\text{см}^3 \times \text{см}$ ).

$q$  - сечение проводника, в данном случае 4,8 ( $\text{см}^2$ )

Момент инерции определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \cdot \frac{1}{12} = 0,6 \cdot 8^3 \cdot \frac{1}{12} = 25,6 \quad (\text{см}^3 \times \text{см}) \quad (51)$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 0,9 м

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{26120^2}{0,4} = 296,33 \text{ (Н/м)} \quad (52)$$

где  $i_{y\partial}$  – ударный ток короткого замыкания (А).

$a$  - расстояние между фазами 0,4 (м).

Определяем момент сопротивления по формуле

$$W = b \cdot h^2 \cdot \frac{1}{6} = 0,6 \cdot 8^2 \cdot \frac{1}{6} = 6,4 \quad (\text{см}^3) \quad (53)$$

Определяем напряжение в проводе при протекании ударного тока КЗ:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\partial}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{26120^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 3,74 \text{ (МПа)} \quad (54)$$

При расчете напряжение все длины приведены в метры.

Разрушающее напряжение для принятого материала секции шин составляет 63 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего, следовательно сечение и схема установки жестких шин выбраны верно.

## 12 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

Согласно правилам устройства электроустановок открытые подстанции и ОРУ 20-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молний.

Защита подстанции ПС «Рябиновая» от прямых ударов молний осуществляется стержневыми и тросовыми молниеотводами.

Производится защита линейных (высота 11 м) порталы молниеотводами, так как высота остальных элементов подстанции значительно ниже, и они попадают в зону защиты молниеотводов.

Защиту ОРУ ПС «Рябиновая» выполним стержневыми молниеотводами, размещенными на линейных и шинных порталах и отдельностоящими молниеотводами. Высота молниеотвода на линейном портале и отдельностоящего 110 кВ – 20 метров.

Эффективная высота стержневого молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (55)$$

где  $h$  – высота молниеотвода (20 м)

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 20 = 17,0$$

Определяем радиус зоны защиты от одного стержневого молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2 \quad (56)$$

Определяем радиус зоны защиты от одного стержневого молниеотвода на уровне линейного портала

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} = 1,6 \cdot 20 \cdot \frac{(20 - 11)}{(20 + 11)} = 7,5 \quad (57)$$

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта (линейного портала) составляет 11 м.

Наименьшая высота внутренней зоны двух стержневых молниеотводов 1-2 расположенных на расстоянии  $L$  друг от друга:

$$h_c = h - \frac{L}{7} = 20 - \frac{20}{7} = 17,1 \quad (58)$$

Половина ширины внешней зоны на уровне линейного портала ОРУ-110 кВ определяется по следующей формуле:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} = 1,6 \cdot \frac{17,1 - 11}{1 + \frac{11}{17,1}} = 5,9 \quad (59)$$

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта (м).

Аналогично проводится расчет молниезащиты от остальных пар молниеотводов на ПС «Рябиновая» результаты расчета сведены в таблицу 31. Подробный расчет приведен в приложении Г.

Таблица 31 – Параметры зон молниезащиты ПС «Рябиновая»

Пара молниеотводов	L (м)	H (м)	hэф (м)	hc (м)	r0 (м)	rx (м)	rcx (м)
1 - 2	20	20	17	17,1	21,2	7,5	5,9
2 - 3	42,6	20	17	13,9	21,2	7,5	3,3
3 - 4	23,8	20	17	16,6	21,2	7,5	5,3
1 - 4	42,6	20	17	13,9	21,2	7,5	3,3

Результаты расчета молниезащиты ПС «Рябиновая» так же представлены в графической части выпускной квалификационной работе.

### 13 РАСЧЕТ СЕТИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПС «РЯБИНОВАЯ»

Сопротивление искусственного заземлителя на ПС «Рябиновая» согласно [12] не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры ПС «Рябиновая» 25×94 (м)

Определяем площадь контура заземления:

$$S = (A+3) \cdot (B+3) = (94+3) \cdot (25+3) = 2716 \text{ (м}^2\text{)} \quad (60)$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов для заземления  $d = 0,022$  (м)

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (61)$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{3,37^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,8 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (62)$$

где -  $I_M$  - максимальный ток однофазного короткого замыкания на ПС «Рябиновая» (кА)

$T$  - наибольшее время работы защиты (сек)

$\beta$  - коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку на термическую стойкость

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (63)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1$$

где -  $a_k, b_k, c_k, d_k$  - вспомогательные коэффициенты

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (64)$$

Принимаем первоначально расстояние между полосами электродов  
 $l_{nn} = 5$  (м)

Общая длина полос электродов в сетке:

$$L_n = \frac{(A+3)(B+3)}{l_{nn}} + \frac{(B+3)(A+3)}{l_{nn}} = \frac{(94+3)(25+3)}{5} + \frac{(25+3)(94+3)}{5} = 1086,4 \text{ (м)} \quad (65)$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{1086,4}{2 \cdot \sqrt{2716}} = 10,42 \quad (66)$$

Принимаем число ячеек:  $m = 11$

Длина стороны ячейки

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{2716}}{11} = 4,74 \text{ (м)} \quad (67)$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot \sqrt{2716}(11+1) = 1250,8 \text{ (м)} \quad (68)$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2716}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,74 \quad (69)$$

Принимаем:  $n_g = 15$

Принимаем длину вертикальных электродов  $l_g = 4$  (м)

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \rho \cdot \left( A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_g \cdot n_g} \right) = 50 \cdot \left( 0,42 \frac{1}{\sqrt{2716}} + \frac{1}{1250,8 + 4 \cdot 15} \right) = 0,442 \text{ (Ом)} \quad (70)$$

где -  $A$  - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2716}}{(21 + 320) \cdot (3,37 + 45)}} = 1,09$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя ПС «Рябиновая» :

$$R_H = R_C \cdot \alpha_H = 0,442 \cdot 1,09 = 0,482 (\text{Ом})$$

## 14 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ СХЕМЫ РУ 110 КВ

Для определения параметров надежности электроснабжения рассматриваемой подстанции проведем расчет для ПС «Рябиновая» относительно шин 10 кВ.

На рисунке 14 представлена упрощенная схема электроснабжения подстанции «Рябиновая». При расчете учитываем следующее: переключатель в нормальном режиме отключен, расчет ведется для одной цепи, результат расчета будет равнозначен параллельному соединению двух одинаковых цепей.

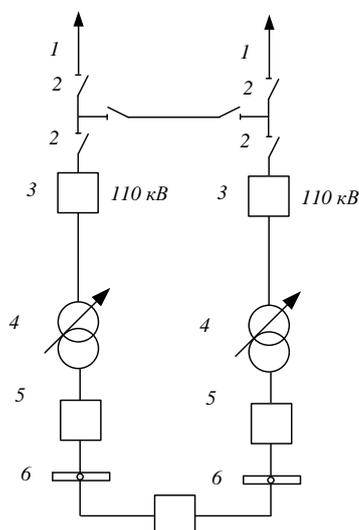


Рисунок 14 - Принципиальная схема электроснабжения подстанции «Рябиновая».

Параметрами характеризующими вероятность отключения элементов электроустановок являются: параметр потокоотказов  $\lambda$  (1/год), среднее время восстановления  $t_{в}$  (час), частота преднамеренных отключений  $\lambda_{пр}$  (1/год), среднее время преднамеренных отключений  $t_{пр}$ . Параметры элементов согласно сведены в таблицу 32.

Таблица 32 - Параметры элементов

Элемент	$\lambda$ , 1/год	$t_v$ , часов	$\lambda_{пр}$ , 1/год	$t_{пр}$ , часов.
Выключатель 110 кВ	0,003	20	0,8	12
Разъединитель 110 кВ	0,01	11	0,834	5
Воздушная линия 110 кВ (на 100 км)	1,7	7	3,8	15
Трансформатор 110 кВ	0,014	70	0,75	28
Выключатель 10 кВ	0,003	20	0,86	8
Сборные шины 10 кВ (на одно присоединение)	0,03	7	0,834	2

Определяем вероятность отключения каждого элемента электроустановки по формулам:

Для воздушной линии вероятность отказа определяется:

$$q_{вл} = \frac{\lambda_{вл} \cdot t_{вл}}{T_{г}} \cdot l \cdot \frac{1}{100} = \frac{1,7 \cdot 7}{8760} \cdot 6,0 \cdot \frac{1}{100} = 5,16 \cdot 10^{-5} \quad (71)$$

где  $T_{г}$  – число часов в году (час).

$l$  - длина ВЛ (км).

Для шин 10 кВ:

$$q_{ш} = \frac{\lambda_{ш} \cdot t_{ш}}{T_{г}} \cdot n_{пр} = \frac{0,03 \cdot 7}{8760} \cdot 7 = 1,68 \cdot 10^{-4} \quad (72)$$

Для разъединителей 110 кВ:

$$q_{р} = \frac{\lambda_{р} \cdot t_{р}}{T_{г}} = \frac{0,01 \cdot 11}{8760} = 1,26 \cdot 10^{-5} \quad (73)$$

Для трансформаторов 110 кВ:

$$q_{м} = \frac{\lambda_{м} \cdot t_{м}}{T_{г}} = \frac{0,014 \cdot 70}{8760} = 1,12 \cdot 10^{-4} \quad (74)$$

Для выключателей 110 кВ:

$$q_{\epsilon} = \frac{\lambda_{\epsilon 110} \cdot t_{\epsilon 110}}{T_{\Gamma}} + a_{\text{кз}} \cdot (\sum q_{\text{смеж}}) + a_{\text{он}} \cdot N_{\text{он}} \quad (75)$$

где  $a_{\text{кз}}$  - относительная частота отказов при автоматических отключениях поврежденных смежных элементов  $a_{\text{кз}} = 0,005$ ;

$q_{\text{смеж}}$  - вероятность отказа смежного с выключателем элемента;

$a_{\text{он}}$  - относительная частота отказов выключателя при оперативных переключениях  $a_{\text{он}} = 0,003$ ;

$N_{\text{он}}$  - число оперативных переключений в год, для данной схемы  $N_{\text{он}} = 2$ .

Для выключателя 110 кВ в данной схеме распределительного устройства защищаемыми смежными элементами являются воздушная линия и трансформатор.

$$q_{\epsilon 110} = \frac{0,003 \cdot 20}{8760} + 0,005 \cdot (5,16 \cdot 10^{-5} + 1,12 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 6,01 \cdot 10^{-3}$$

Для выключателя 10 кВ смежными элементами являются трансформатор и шины 10 кВ

$$q_{\epsilon 10} = \frac{0,003 \cdot 20}{8760} + 0,005 \cdot (1,12 \cdot 10^{-4} + 1,68 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 6,01 \cdot 10^{-3}$$

Рассмотрим подробно расчет надежности электроснабжения относительно шин 10 кВ при передаче мощности только по одной цепи.

Определяем вероятность отказа цепи:

$$q_{\text{ц}} = \sum q_i + \frac{\lambda_{\text{нр, макс}} \cdot t_{\text{нр}}}{8760} \quad (76)$$

$$q_{\text{ц}} = (5,16 \cdot 10^{-5} + 1,26 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 6,01 \cdot 10^{-3} + 1,12 \cdot 10^{-4} + 1,68 \cdot 10^{-4}) + \frac{0,86 \cdot 8}{8760} = 0,013$$

где  $\lambda_i$  - параметр потокоотказов всех элементов в цепи;

$\lambda_{\text{нр, макс}}$  - наибольшая частота преднамеренных отключений лпр

$q_i$  - вероятность отказа  $i$ -го элемента цепи

Параметр потокоотказов цепи (1/год) [3]:

$$\lambda_{ц} = \Sigma \lambda_i + \lambda_{нр\max} = 0,3 + 0,86 = 1,16 \quad (77)$$

Время восстановления системы состоящей из одной цепи:

$$t_{вс} = \frac{q_{ц} \cdot 8760}{\lambda_{ц} - \lambda_{нр\max}} = \frac{0,013 \cdot 8760}{1,16 - 0,86} = 379,6 \text{ (час)} \quad (78)$$

Определяем вспомогательный коэффициент:

$$K_{нл} = 1 - e^{\left(\frac{-t_{нр}}{t_{вс}}\right)} = 0,02$$

Определяем параметры системы состоящей из двух взаиморезервирующих цепей, вероятность отказа:

$$q_{ц2} = q_{ц}^2 + 2 \cdot K_{нл} \cdot \left(\frac{\lambda_{нр\max} \cdot t_{нр}}{8760}\right) = 0,013^2 + 2 \cdot 0,02 \cdot \left(\frac{0,86 \cdot 8}{8760}\right) = 2,01 \cdot 10^{-4}$$

Параметр потокоотказов:

$$\lambda_{ц2} = 2 \cdot \lambda_{ц} \cdot q_{ц} + 2 \cdot (\lambda_{ц} - \lambda_{нр\max}) \cdot \frac{\lambda_{нр\max} \cdot t_{нр}}{8760} = 9,3 \cdot 10^{-4}$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_{ц2}} = \frac{1}{9,3 \cdot 10^{-4}} = 111 \text{ (лет)} \quad (79)$$

Расчетное время безотказной работы системы:

$$T_p = \frac{0,105}{\lambda_{ц2}} = \frac{0,105}{9,3 \cdot 10^{-4}} = 11,6 \text{ (лет)} \quad (80)$$

## 15 КОНСТРУКЦИЯ ВЛ

Проектирование конструктивной (механической) части воздушных линий основывается на проекте электрической части линии, технико-экономических расчетах, климатической характеристике района прохождения линии. Данные необходимые для расчета приведены в соответствующих разделах проекта.

*Выбор типов опор.* При выборе типов опор для ВЛ, а также при определении расчетных нагрузок необходимо исходить из наиболее невыгодных сочетаний климатических условий, наблюдаемых для линии 110 кВ не реже 1 раза в 10 лет.

Исходя из расчетного сечения провода АС-120/19 и количества цепей с учетом нормативной толщины стенки гололеда принимаем следующие типы опор:

Опора анкерная угловая: У 110 – 2 + 9.

Опора промежуточная: П 110 – 6.

Расчет удельных механических нагрузок вл

Удельные нагрузки на провода и тросы учитывают механические силы от веса и гололедных образований, а также давление ветра на провода без гололеда или с ним.

Удельные нагрузки для ВЛ относятся к единице длины и единице поперечного сечения провода или троса и применяются во всех расчетах конструктивной части ВЛ в качестве исходных данных.

Нагрузка от массы провода:

$$\gamma_1 = g \cdot \frac{G_0}{F_p} = 9,81 \cdot \frac{0,499}{139 \cdot 10^{-6}} = 28,68 \text{ (кПа/м)} \quad (81)$$

где  $g = 9,81 \text{ м/сек}^2$ ;

$G_0$  – масса 1 м провода, кг/м;

$F_p$  – расчетное сечение провода, м<sup>2</sup>.

Нагрузка от массы гололеда:

$$\gamma_2 = g \cdot \frac{g_0 \cdot \pi \cdot b \cdot (d + 2 \cdot b)}{F_p} \text{ (кПа/м)} \quad (82)$$

$$\gamma_2 = 9,81 \cdot \frac{900 \cdot 3,14 \cdot 0,015 \cdot (0,0149 + 2 \cdot 0,015)}{139 \cdot 10^{-6}} = 107,31$$

где  $b$  – толщина стенки гололеда на проводе, м;  
 $g_0$  – плотность льда, кг/ м<sup>3</sup>;  
 $d$  – диаметр провода, м.

Нагрузка от массы провода и гололеда:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2 = 28,68 + 107,31 = 135,99 \text{ (кПа/м)} \quad (83)$$

Нагрузка от давления ветра на провод без гололеда:

$$\gamma_4 = \frac{a \cdot C_X q_{\max} \cdot k_q \cdot d}{F_p} = \frac{0,81 \cdot 1,2 \cdot 400 \cdot 1,15 \cdot 0,0149}{139 \cdot 10^{-6}} = 38,29 \text{ (кПа/м)} \quad (84)$$

где  $a$  – коэффициент учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролета,  $a = 0,81$ ;

$q_{\max}$  – скоростной напор ветра,  $q_{\max} = 400$  Па;

$C_X$  – аэродинамический коэффициент,  $C_X = 1,2$ ;

$k_q$  – поправочный коэффициент,  $k_q = 1,15$ .

Удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололедом (кПа/м):

$$\gamma_5 = \frac{a \cdot C_X \cdot 0,25 \cdot q_{\max} \cdot (d + 2 \cdot b)}{F_p} = \frac{0,81 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 400 \cdot (0,0149 + 2 \cdot 0,015)}{139 \cdot 10^{-6}} = 25,08 \quad (85)$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от его массы и давления ветра:

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} = \sqrt{28,68^2 + 38,29^2} = 47,84 \text{ (кПа/м)} \quad (86)$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от массы провода, массы гололеда и давления ветра:

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} = \sqrt{135,99^2 + 25,08^2} = 138,28 \text{ (кПа/м)} \quad (87)$$

Рассчитанные удельные нагрузки используются при выборе изоляторов и линейной арматуры.

## 16 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Экономическая оценка эффективности инвестиций в проектируемые объекты заключается в сопоставлении капитальных затрат по всем источникам финансирования, эксплуатационных издержек и прочих затрат с поступлениями, которые будут иметь место при эксплуатации рассматриваемых объектов.

### 16.1 Юридический статус проектируемого объекта

Собственником вводимого имущества будет являться ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания».

### 16.2 Затраты на реализацию проекта

Капиталовложение на сооружение сети вычисляются по формуле:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} \quad (88)$$

где  $K_{ВЛ}$  – капиталовложение на сооружение воздушных линий;

$K_{ПС}$  – капиталовложение на строительство подстанций.

Капиталовложение на строительство подстанций определяются:

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} \quad (89)$$

где  $K_{ОРУ}$  – стоимости открытых распределительных устройств (ОРУ);

$K_{ТР}$  – стоимости трансформаторов;

$K_{КУ}$  – стоимости компенсирующих устройств;

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат по подстанции включающая затраты на:

– выкуп земли

– благоустройство территории

– подвод коммуникаций, и.т.д.

Капиталовложение на сооружение воздушных линий определяются:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \quad (90)$$

где  $K_o$  – удельная стоимость одного сооружения линии;

$l$  – длина линии с учетом коэффициента удлинения.

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формуле:

$$I_{\text{ЭКС}} = I_{\text{ЭКС.ВЛ}} + I_{\text{ЭКС.ПС}} = \alpha_{\text{ЭКС.ВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{ЭКС.ПС}} \cdot K_{\text{ПС}} \quad (91)$$

где  $\alpha_{\text{ЭКС.ВЛ}} = 0,8\%$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ [10];

$\alpha_{\text{ЭКС.ПС}} = 5,9\%$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций [10].

Ежегодные издержки на амортизацию вычисляются по формуле:

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K_{\text{ВЛ}}}{T_{\text{СЛ1}}} + \frac{K_{\text{ПС}}}{T_{\text{СЛ2}}} \quad (92)$$

где  $T_{\text{СЛ1}} = 15 \text{ лет}$  – период службы для ВЛ;

$T_{\text{СЛ2}} = 20 \text{ лет}$  – период службы для оборудования ПС.

Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (93)$$

где  $\Delta W$  – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W} = 198,5 \text{ руб}/(\text{МВт} \cdot \text{ч})$  – удельная стоимость потерь электроэнергии

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{ВЛ}} + \Delta W_{\text{ТР}} + \Delta W_{\text{КУ}} + \Delta W_{\text{КОР.}} \quad (94)$$

где  $\Delta W_{\text{ВЛ}}$  – потери мощности в ВЛ;

$\Delta W_{\text{ТР}}$  – потери мощности в трансформаторах;

$\Delta W_{\text{КУ}}$  – потери в КУ;

$\Delta W_{\text{КОР.}}$  – потери на корону.

Потери электроэнергии в ВЛ вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} = \frac{P_{\text{ЭФ.з}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.з}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{ВЛ}} \cdot T_{\text{з}} + \frac{P_{\text{ЭФ.л}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.л}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{ВЛ}} \cdot T_{\text{л}} \quad (95)$$

где  $P_{\text{ЭФ.з}}$ ,  $Q_{\text{неск.ЭФ.з}}$ ,  $P_{\text{ЭФ.л}}$ ,  $Q_{\text{неск.ЭФ.л}}$  – потоки эффективной активной и эффективно не скомпенсированной реактивной мощности текущей по линии зимой и летом;

$T_{\text{з}}$ ,  $T_{\text{л}}$  – количество часов зимой и летом;

$R_{\text{ВЛ}}$  – сопротивление линии.

Потери мощности в данном случае определяются с помощью программы RASTR, путем расчета режима работы электрической сети со среднегодовыми нагрузками.

При расчете вручную потери электроэнергии в трансформаторах вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{\text{ТР}} = \frac{P_{\text{ЭФ.з}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.з}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{ТР}} \cdot T_{\text{з}} + \frac{P_{\text{ЭФ.л}}^2 + Q_{\text{неск.ЭФ.л}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{ТР}} \cdot T_{\text{л}} + \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{Г}} \quad (96)$$

где  $P_{\text{ЭФ.з}}$ ,  $Q_{\text{неск.ЭФ.з}}$ ,  $P_{\text{ЭФ.л}}$ ,  $Q_{\text{неск.ЭФ.л}}$  – эффективной активной и эффективно не скомпенсированной реактивной нагрузки для сети для линий зимой и летом;

$R_{\text{ТР}}$  – эквивалентное активное сопротивление трансформаторов;

$\Delta P_{\text{ХХ}}$  – суммарные потери активной мощности холостого хода трансформаторов данной ПС.

Потери электроэнергии в трансформаторах также определяются из анализа расчета режима работы сети.

Потери в КУ вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{\text{КУ}} = \Delta W_{\text{БК}} + \Delta W_{\text{СК}} \quad (97)$$

где  $\Delta W_{\text{БК}}$  – потери в батареях конденсаторов;

$\Delta W_{\text{СК}}$  – потери в синхронных компенсаторах.

Определяем стоимость открытого распределительного устройства на подстанции «Рябиновая» (млн.руб):

Стоимость оборудования подстанции определяется согласно укрупненным стоимостным показателям, с учетом индексов изменения сметной стоимости, в том числе стоимости материалов, оплаты труда и эксплуатации машин и механизмов на I квартал 2016. Определяем стоимость распределительных устройств высокого и низкого напряжений, при расчете принимается стоимость одной ячейки элегазового и вакуумного выключателя и количество этих ячеек в данном случае 2 ячейки на ПС «Рябиновая», 2 на ПС «Восточная» на высокой стороне и 15 ячеек на низкой на ПС «Рябиновая» (стоимость определяется согласно укрупненным стоимостным показателям в ценах 2000 года) [10]:

$$K_{PY} = (N_{яч110} \cdot K_{яч110} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{инф} \cdot K_p$$

где  $K_{инф}$  - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2012 год (индекс дефлятор) равен 4,28 (приложение №1 к письму минрегион россии)

$K_p$  - районный коэффициент: для ПС –1,3 [10]:

$N_{яч110}$  – количество ячеек выключателей 110 кВ;

$N_{яч10}$  – количество ячеек выключателей 10 кВ;

$K_{яч110}$  – стоимость ячейки выключателя 110 кВ (в ценах 2000 года) (млн.руб);

$K_{яч10}$  стоимость ячейки выключателя 10 кВ (в ценах 2000 года) (млн.руб);

$$K_{PY} = (4 \cdot 7 + 15 \cdot 0,085) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 146,9 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем стоимость трансформатора:

$$K_{TP} = N_{тр} \cdot K_{тр} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 2 \cdot 7,1 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 71,26 \text{ (млн.руб)}$$

где  $N_{тр}$  – количество трансформаторов 110 кВ;

$K_{mp}$  – стоимость трансформатора 110 кВ (в ценах 2000 года) (млн.руб);

Определяем постоянная часть затрат по подстанции:

$$K_{ПОСТ} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 11 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 55,2 \text{ (млн.руб)}$$

где  $K_{пост}$  – стоимость постоянной части затрат (в ценах 2000 года) (млн.руб);

Определяем капиталовложение на строительство ПС «Рябиновая» подстанции:

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{ПОСТ} = 146,9 + 71,26 + 55,2 = 273,38 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем капиталовложения на сооружение воздушной линии для питания подстанции «Рябиновая» (в данном случае также учитывается индекс изменения цен по отношению к 2000 г) (млн.руб), двухцепная ВЛ выполнена проводом марки АС 120/19 и имеет протяженность 6,0 км:

$$K_{ВЛ} = (K_0 \cdot l) \cdot K_{инф} \cdot K_p + S \cdot K_3 \cdot K_{инф} \text{ (млн.руб)}$$

$$K_{ВЛ} = 1,28 \cdot 6,0 \cdot 4,28 \cdot 1,4 + 956,22 \cdot 7 \cdot 10^{-6} \cdot 3,86 = 41,53$$

где  $K_p$  - районный коэффициент: для ВЛ –1,4 [10]:

$S$  - площадь постоянного отвода земли под ВЛ ( $m^2$ ) (определена в разделе Безопасность и экологичность проекта):

$K_0$  - стоимость строительства 1 км ВЛ (млн.руб) [10]:

$l$  - протяженность ВЛ (км):

$K_3$  - нормативная цена земли (руб/ $m^2$ )[10]:

Вычисляем общие капиталовложение на строительство ВЛ, модернизацию и реконструкцию ПС «Рябиновая»:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} = 41,53 + 273,38 = 314,91 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования:

$$I_{\text{ЭКС}} = \alpha_{\text{ЭКС}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{ЭКС.ЛС}} \cdot K_{\text{ЛС}} = 0,008 \cdot 41,53 + 0,059 \cdot 273,38 = 16,46$$

(млн.руб/год)

Находим суммарные потери электроэнергии (МВт×час) (величина потерь электроэнергии определяется из расчета режима работы сети со среднегодовыми нагрузками см. приложение):

$$\Delta W_{\Sigma} = (\Delta W_{\text{ВЛ}} + \Delta W_{\text{ТР}}) \times T_{\text{Год}} = 87,61 \text{ (МВт×час)}$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии в рассматриваемом участке сети за год:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W} = 87,61 \times 198,5 \cdot 10^{-6} = 0,02 \text{ (млн.руб/год)}$$

Ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K_{\text{ВЛ.}\Sigma}}{T_{\text{СЛ1}}} + \frac{K_{\text{ЛС.}\Sigma}}{T_{\text{СЛ2}}} = \frac{41,53}{15} + \frac{273,38}{20} = 16,44 \text{ (млн.руб/год)}$$

### 16.3 Жизненный цикл объекта

Жизненный цикл объекта состоит из следующих стадий:

- проектирование,
- строительство,
- освоение,
- нормальное функционирование,
- ликвидация.

Расчет жизненного цикла:

Строительство – 2 года;

### 16.4 Определение нормативной численности обслуживающего персонала подстанции

В составе штатной структуры разрабатываются следующие документы: численность руководителей, специалистов, служащих и рабочих предприятия, определяется фонд заработной платы, а также формируется штатное расписание организации, которое включает фонд заработной платы, перечень

должностей, месячные должностные оклады и персональные надбавки. В составе функциональной структуры определяются и классифицируются функции управления, а также определяется комплекс управленческих задач, закрепляемых за соответствующими структурными подразделениями организации.

Сетевой участок находится под управлением РЭС сетевого района. При этом, сетевой район является структурным подразделением электрических сетей. Ремонт сетей производится централизованно соответствующими независимыми ремонтными организациями.

В нашем случае расчет численности персонала проводим только для сетевого участка, обслуживающего электрическую сеть, при этом не учитываем в расчетах численность персонала обслуживающего производственные подразделения, также в расчетах не учитываем заработную плату административно-управленческого персонала. Для упрощения расчетов численность ремонтного и эксплуатационного персонала объединяем (Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей).

Определяем численность рабочих по обслуживанию ВЛ 110 кВ (опоры стальные):

$$N_1 = L \cdot n_1 \cdot k_1 \quad (98)$$

где  $n_1$  – норматив численности (для ВЛ 110 кВ – 1,47 чел. на 100 км) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$L$  – длина линии, км.

$K_1$  – повышающий коэффициент

$$N_1 = 6,0 \cdot 1,47 / 100 \cdot 1,13 = 0,1 \text{ (чел).}$$

Определяем численность рабочих по обслуживанию трансформаторов 110/10 кВ:

$$N_2 = X_{\text{пс}} \cdot n_2 \cdot kI \quad (99)$$

где  $n_2$  – норматив численности (для ПС – 8,25 чел. на 100 ед.) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{\text{тп}}$  – количество ТП соответствующего типа, ед.

$$N_2 = 8,25 \cdot 2 / 100 \cdot 1,09 = 0,18 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по обслуживанию элегазовых выключателей 110 кВ:

$$N_3 = X_{\text{вэ}} \cdot n_3 \cdot kI \quad (100)$$

где  $n_3$  – норматив численности (для присоединения с элегазовым выключателем – 3,66 чел. на 100 ед.) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{\text{вэ}}$  – количество выключателей соответствующего типа, ед.

$$N_3 = 3,66 \cdot 4 / 100 \cdot 1,09 = 0,16 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по оперативному обслуживанию ПС (при числе присоединений на ПС 110/10 – до 20 )

$$N_4 = X_{\text{пс}} \cdot n_4 \cdot kI \quad (101)$$

где  $n_4$  – норматив численности на присоединение (1,22 чел на 1 ПС) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{\text{пс}}$  – количество ПС, ед.

$$N_4 = 1,22 \cdot 1 \cdot 1,05 = 1,28 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по эксплуатации электросчетчиков:

$$N_5 = X_{\text{уч}} \cdot n_5 \cdot kI \quad (102)$$

где  $n_5$  – норматив численности (2,3 чел. на 10000 счетчиков) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{\text{уч}}$  – количество счетчиков (24), ед.

$$N_5 = 24 \cdot 2,3 / 10000 \cdot 1,09 = 0,006 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по эксплуатации РЗиА:

$$N_6 = X_{\text{РЗиА}} \cdot n_6 \cdot kI, \quad (103)$$

где  $n_6$  – норматив численности (9,5 чел. на 1000 ед.) (согласно Нормативам численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.);

$X_{\text{РЗиА}}$  – количество устройств РЗиА (18 ед. в том числе ДЗ, МТЗ, токовая отсечка), ед.

$$N_6 = 18 \cdot 9,5 / 1000 \cdot 1,09 = 0,66 \text{ (чел.)}$$

Определяем среднесписочную численность персонала

$$ССЧ = 0,1 + 0,18 + 0,16 + 1,28 + 0,006 + 0,66 = 2,39 \text{ чел.}$$

В данной выпускной работе согласно нормативам численности персонала требуется для обслуживания подстанции 3 штатные единицы.

Фонд оплаты труда:

$$I_{\text{ЗП}} = \Phi OT = \Sigma N \cdot ЗП_{\text{СМ}} \cdot 12 = 3 \cdot 31,3 \cdot 12 = 1,13 \text{ (млн. руб.)}$$

где -  $ЗП_{\text{СМ}}$  – среднестатистическая среднемесячная заработная плата работников энергетики в республике «Якутия» (тыс.руб) (согласно <http://bs-life.ru/>)

Отчисления в фонды пенсионного, медицинского и социального страхования:

$$CH = I_{3П} \cdot 0,3 = 1,13 \cdot 0,3 = 0,34 \text{ (млн.руб.)}$$

### 16.5 Расчет себестоимости передачи электроэнергии

При расчете себестоимости передачи электроэнергии используем данные полученные в предыдущих разделах и сводим их в таблицу 33:

Таблица – 33 Расчет себестоимости

Амортизация основных средств (млн.руб)	16,44
Затраты на ремонт и эксплуатации (млн.руб)	16,46
Затраты на потери электроэнергии (млн.руб)	0,02
ФОТ + СН (млн.руб)	1,47
Прочие расходы (млн.руб)	19,76
Всего годовых затрат (млн.руб)	54,15
Электроэнергия, потребленная потребителями сетевого предприятия за год (кВт·ч)	$224,43 \times 10^6$
Себестоимость одного 1 кВт·ч электроэнергии, относимая на содержание сети (руб.)	0,24

Электроэнергия, потребленная потребителями сетевого предприятия за год определяется по следующей формуле:

$$W = P_{cp} \cdot 8760 = 6,46 \cdot 10^3 \cdot 8760 = 224,43 \cdot 10^6 \text{ (кВт·ч)} \quad (104)$$

где -  $P_{cp}$  – средняя мощность нагрузки на ПС «Рябиновая» (определена в основной части выпускной работы) (кВт)

8760 – количество часов в году.

Прочие расходы определяем по формуле (млн. руб.):

$$I_{np} = 0,3 \cdot (I_{AM} + I_{ЭКС} + I_{\Delta W} + \text{ФОТ} + \text{СН}) + 0,03K \quad (105)$$

$$I_{np} = 0,3 \cdot (16,44 + 16,46 + 0,02 + 1,47) + 0,03 \cdot 314,91 = 19,76 \text{ (млн. руб.)}$$

Общие годовые затраты определяются по следующей формуле

$$I = I_{AM} + I_{ЭКС} + I_{\Delta W} + \text{ФОТ} + \text{СН} + I_{np}$$

$$I = 16,44 + 16,46 + 0,02 + 1,47 + 19,76 = 54,15$$

Себестоимость передачи электроэнергии определяем следующим образом (руб/кВт×час):

$$C = \frac{I}{W} = \frac{54,15 \cdot 10^6}{224,43 \cdot 10^6} = 0,24 \quad (106)$$

## 17 БЕЗОПАСНОСТЬ ПРОЕКТА

В данном проекте рассматривается подключение ПС «Рябиновая», к сети внешнего электроснабжения на номинальное напряжение 110 кВ. Согласно расчетам на ПС будет установлено два двухобмоточных трансформатора типа ТМН 6300/110/10 МВА, подстанция будет получать питание по двухцепной ВЛ выполненной проводом марки АС 120/19 и иметь протяженность 6 км, ВЛ выполняется на стальных опорах.

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

При определении площади земли отводимой в постоянное и временное пользование используются следующие исходные данные:

Опора анкерная угловая: У 110 – 2 + 9 с размером основания 7,5 м и максимальным расстоянием между фазами 10,0 м в количестве 6 шт.

Опора промежуточная: П 110 – 6, размер основания 2,8 м, расстояние между фазами 8,4 м в количестве 18 шт.

Подробно рассмотрим расчет площади отводимой под постоянное и временное пользование, схема основания опоры представлена на рисунке.

Определим площадь земли отводимой под постоянное пользование по формуле ( $m^2$ ):

$$F_{пост} = n_a \cdot F_a + n_n \cdot F_n \quad (107)$$

где  $n_a$ ,  $n_n$  - соответственно количество анкерных и промежуточных опор (шт);

$F_a$ ,  $F_n$  - соответственно площадь отводимая под анкерную и промежуточную опору ( $m^2$ );

Площадь отводимая для одной анкерной и промежуточной опоры определяется по формуле:

$$F_a = (A_a + 2 \cdot \Delta) \cdot (B_a + 2 \cdot \Delta) = (7,5 + 2 \cdot 1) \cdot (7,5 + 2 \cdot 1) = 90,25 (\text{м}^2)$$

$$F_n = (A_n + 2 \cdot \Delta) \cdot (B_n + 2 \cdot \Delta) = (2,8 + 2 \cdot 1) \cdot (2,8 + 2 \cdot 1) = 23,04 (\text{м}^2)$$

где  $\Delta$  - расстояние от основания опоры в обе стороны, т.к. ВЛ проходит в лесостепи, местность равнинная, принимаем значение 1 м [25]

Площадь земли отводимой под постоянное пользование:

$$F_{\text{пост}} = n_a \cdot F_a + n_n \cdot F_n = 6 \cdot 90,25 + 18 \cdot 23,04 = 956,22 (\text{м}^2)$$

Площадь земли отводимая во временное пользование определяется по формуле:

$$F_{\text{вс}} = F_{\text{вс}} + F_{\text{вмт}} \quad (108)$$

где  $F_{\text{вс}}$ ,  $F_{\text{вмт}}$  - соответственно площади отводимые временное строительство и временные монтажные площадки;

$$F_{\text{вс}} = L \cdot l = 6000 \cdot 14 = 84 \cdot 10^3 (\text{м}^2) \quad (109)$$

где  $L$  - длина воздушной линии согласно расчетных данных проекта (м) определена в основной части выпускной работы (составляет 6000 м).

$l$  - ширина полосы отводимой земли вдоль ВЛ:

$$l = l_{\text{фф}} + 4 = 10 + 4 = 14 (\text{м}) \quad (110)$$

где  $l_{\text{фф}}$  - максимальное расстояние между фазами анкерно - угловой опоры составляет 10 м.

Площадь отводимая под монтажные площадки:

$$F_{\text{вмн}} = n_a \cdot F_{\text{мта}} + n_n \cdot F_{\text{мтп}} \quad (111)$$

где  $F_{\text{мта}}$  – площадь одной монтажной площадки для сооружения анкерной – угловой стальной свободностоящей  $F_{\text{мта}} = 800 \text{ (м}^2\text{)}$  [25]

$F_{\text{мтп}}$  – площадь одной монтажной площадки для сооружения промежуточной стальной свободностоящей опоры 110 кВ  $F_{\text{мтп}} = 560 \text{ (м}^2\text{)}$  [25]:

$$F_{\text{вмн}} = 6 \cdot 800 + 18 \cdot 560 = 14,88 \cdot 10^3 \text{ (м}^2\text{)}$$

Суммарная площадь под временное пользование:

$$F_{\text{вэс}} = F_{\text{вс}} + F_{\text{вмн}} = 84 \cdot 10^3 + 14,88 \cdot 10^3 = 98,88 \cdot 10^3 \text{ (м}^2\text{)}$$

При строительстве ВЛ должны соблюдаться нормы противопожарной безопасности во избежание возникновения лесных пожаров.

Для снижения воздействия вредных и опасных производственных факторов на подстанции предусмотрена установка современного оборудования, в частности элегазовых выключателей, которые являются безопасными в отношении взрывобезопасности и пожаробезопасности по сравнению с устаревшими масляными выключателями.

Рассмотрим защитные средства от следующих чрезвычайных ситуаций: пожар на ОРУ, прямой удар молнии в ОРУ.

Пожарная безопасность. В связи с тем, что на ПС «Рябиновая» устанавливаются элегазовые выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ.

Пожарная безопасность на ПС «Рябиновая» предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности на ПС «Рябиновая» являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара на ПС «Рябиновая» 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 на ПС «Рябиновая» обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей;
- системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и

коммуникаций;

- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств;
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

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

Виды пожарной техники, применяемые на ПС «Рябиновая».

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 110 кВ, классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, огнетушители, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На предприятии широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью данной работы являлось определение наиболее экономически целесообразного варианта подключения ПС «Рябиновая» к системе внешнего электроснабжения обеспечивающего требуемые параметры надежности.

К основным задачам которые были решены в данном проекте относятся: определено сечения ВЛ питающей ПС «Рябиновая», выбрана схема распределительного устройства высокого напряжения ПС и номинальная мощность силовых трансформаторов устанавливаемых на ПС, выбрано основное электротехническое оборудование на ПС, и определена экономическая эффективность инвестиций в реконструкцию и модернизацию сети. В части безопасности и экологичности определены требуемые меры безопасности в области, при строительстве и эксплуатации электроэнергетических объектов.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,1986. – 430 с.
- 2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,1990. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2002. – 248 с.
- 6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 7 Официальный сайт Центробанка России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.cbr.ru/print.asp?file=/statistics/credit\\_statistics/refinancing\\_rates.htm](http://www.cbr.ru/print.asp?file=/statistics/credit_statistics/refinancing_rates.htm)
- 8 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и доп.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 1988.-308с.: ил.
- 9 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 1999.
- 10 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 11 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 1986.

- 12 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2002.
- 13 Крюков К. П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – 2-е изд. – Л.: Энергия, 1979.
- 14 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 1991.
- 15 Чернобровов Н.В. Релейная защита. – М.: Энергия, 1971.
- 16 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003
- 17 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.
- 18 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.
- 19 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.
- 20 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.
- 21 Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов. – В 3-х томах. – М.: Издательство МЭИ, 1998.
- 22 Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.

23 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2003.

24 Сობурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

25 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ № 14278тм-т1 (редакция 1994 г.),

## Приложение А. Расчет режима работы сети до реконструкции

Номер	Название	U (кВ)	dU (гр.)	P <sub>Н</sub> (МВт)	Q <sub>Н</sub> (МВАр)	P <sub>Г</sub> (МВт)	Q <sub>Г</sub> (МВАр)	I <sub>Л</sub> (А)	Q <sub>ш</sub> (МВАр)
				P <sub>Л</sub> (МВт)	Q <sub>Л</sub> (МВАр)	dP (МВт)	dQ (МВАр)		
1	Нижний Куранах	115				55,1	28,2		
2	Верхний Куранах	113,9	-0,2	-55	-28	0,43	0,49	311	0,66
2	Верхний Куранах	113,87	-0,23						
1	Нижний Куранах	115	0,2	55	27	0,43	0,49	309	0,66
3	Лебединный	110,6	-1	-36	-17	0,76	1,09	204	0,75
20		110,3	-3,6	-18	-10	0,04	1,43	105	0,41
3	Лебединный	110,62	-1,21						
2	Верхний Куранах	113,9	1	35	15	0,76	1,09	202	0,75
4	Алдан	108,6	-0,7	-30	-13	0,41	0,59	170	0,55
30		109,7	-1,1	-5	-3	0	0,12	31	0,39
4	Алдан	108,57	-1,89	29,6	11,7				
3	Лебединный	110,6	0,7	30	12	0,41	0,59	169	0,55
5		35,22	-3,79						
6	Восточная	32,3	-3,4	-16	-8	0,97	1,56	297	
20		110,3	0	16	8	0,03		299	
6	Восточная	32,28	-7,23	7,8	3,1				
5		35,2	3,4	15	6	0,97	1,56	297	
7	Электростанция	32,1	-0,2	-8	-3	0,04	0,04	148	
7	Электростанция	32,09	-7,4	7,6	3,1				
6	Восточная	32,3	0,2	8	3	0,04	0,04	148	
8		35,09	-2,29						
9	МПС	34,5	-0,5	-3	-2	0,04	0,05	59	
30		109,7	0	3	2	0		61	
9	МПС	34,52	-2,81	3,1	1,3				
8		35,1	0,5	3	1	0,04	0,05	59	
10	Якут	34,5	0	0	0	0	0	4	
10	Якут	34,46	-2,82	0,2	0,2				
9	МПС	34,5	0	0	0	0	0	4	
11		10,02	-4,06	2	0,6				
20		110,3	0,2	2	1	0	0,01	118	
12		9,96	-2,57	2,3	1				
30		109,7	0,3	2	1	0	0,01	142	
20		110,26	-3,83						
2	Верхний Куранах	113,9	3,6	18	8	0,04	1,43	104	0,41
5		35,2	0	-17	-8	0,03		96	
11		10	-0,2	-2	-1	0	0,01	11	
30		109,69	-2,3						
3	Лебединный	110,6	1,1	5	2	0	0,12	30	0,39
8		35,1	0	-3	-2	0		20	
12		10	-0,3	-2	-1	0	0,01	13	

Приложение Б. Расчет режима работы сети без учета ПС «Рябиновая»

Номер	Название	U (кВ)	dU (гр.)	Рн (МВт)	Qн (МВАр)	Рг (МВт)	Qг (МВАр)	Iл (А)	Qш (МВАр)
				Рл (МВт)	Qл (МВАр)	dP (МВт)	dQ (МВАр)		
1	Н Куранах	120				42,2	22,5		
2	В Куранах	119,2	-0,2	-20	-9	0,1	0,13	105	0,39
7	отпайка	118,4	-0,7	-22	-13	0,16	0,43	125	0,88
2	В Куранах	119,19	-0,21	2	0,6				
1	Н Куранах	120	0,2	20	9	0,1	0,13	104	0,39
3	Восточная	118,2	-0,5	-18	-8	0,08	0,21	94	0,77
3	Восточная	118,21	-0,7	7,8	3,1				
2	В Куранах	119,2	0,5	18	7	0,08	0,21	93	0,77
7	отпайка	118,4	0	7	5	0	0,01	40	0,23
4	Рябиновая								
5	Лебединный	117,9	-0,1	-17	-9	0,02	0,06	92	0,21
4	Рябиновая		-1,34	7,1	3,4				
3	Восточная								
5	Лебединный	117,94	-0,82	2,3	1				
3	Восточная	118,2	0,1	17	9	0,02	0,06	91	0,21
6	Алдан	116,5	-0,7	-14	-8	0,1	0,25	79	1,26
6	Алдан	116,51	-1,48	29,6	11,2				
5	Лебединный	117,9	0,7	14	6	0,1	0,25	76	1,26
7	отпайка	118,4	0,8	15	5	0,16	0,32	80	1,49
7	отпайка	118,37	-0,65						
1	Н Куранах	120	0,7	22	12	0,16	0,43	123	0,88
3	Восточная	118,2	0	-7	-5	0	0,01	41	0,23
6	Алдан	116,5	-0,8	-16	-7	0,16	0,32	83	1,49

Приложение В. Расчет режима работы сети с учетом ПС «Рябиновая»

Номер	Название	U (кВ)	dU (гр.)	Рн	Qн	Рг	Qг	Iл (А)	Qш (МВАр)
				Рл (МВт)	Qл (МВАр)	dP (МВт)	dQ (МВАр)		
7	отпайка	117,26	-1,08						
1	Н Куранах	120	1,1	37	20	0,45	1,19	206	0,87
3	Восточная	116,8	-0,2	-20	-13	0,04	0,1	118	0,23
6	Алдан	115,2	-0,9	-17	-7	0,19	0,37	89	1,46
6	Алдан	115,23	-1,98	29,6	11,2				
5	Лебединный	116,6	0,6	13	6	0,08	0,22	72	1,23
7	отпайка	117,3	0,9	16	6	0,19	0,37	87	1,46
5	Лебединный	116,56	-1,35	2,3	1				
3	Восточная	116,8	0,1	16	8	0,02	0,05	86	0,2
6	Алдан	115,2	-0,6	-13	-7	0,08	0,22	74	1,23
4	Рябиновая	116,5	-1,33	7,1	3,4				
3	Восточная	116,8	0,1	28	14	0,05	0,09	155	0,44
3	Восточная	116,83	-1,24	7,8	3,1				
2	В Куранах	118,6	0,9	31	13	0,26	0,69	168	0,76
7	отпайка	117,3	0,2	20	13	0,04	0,1	117	0,23
4	Рябиновая	116,5	-0,1	-7,1	-3,4	0,05	0,09	156	0,44
5	Лебединный	116,6	-0,1	-16	-8	0,02	0,05	87	0,2
2	В Куранах	118,6	-0,36	2	0,6				
1	Н Куранах	120	0,4	33	15	0,3	0,39	179	0,39
3	Восточная	116,8	-0,9	-31	-15	0,26	0,69	169	0,76
1	Н Куранах	120				70,9	38,4		
2	В Куранах	118,6	-0,4	-34	-16	0,3	0,39	180	0,39
7	отпайка	117,3	-1,1	-37	-22	0,45	1,19	209	0,87

## Приложение Г. Расчет параметров молниезащиты ПС «Рябиновая»

### *Система молниеотводов 1-2*

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h$$

где  $h$  – высота молниеотвода (20 м)

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 20 = 17,0$$

Радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2$$

Радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} = 1,6 \cdot 20 \cdot \frac{(20 - 11)}{(20 + 11)} = 7,5$$

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта (линейного портала) 11 м.

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_c = h - \frac{L}{7} = 20 - \frac{20}{7} = 17,1$$

Половина ширины внешней зоны на уровне линейного портала:

$$r_{\text{cx}} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} = 1,6 \cdot \frac{17,1 - 11}{1 + \frac{11}{17,1}} = 5,9$$

### *Система молниеотводов 1-4*

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_c = h - \frac{L}{7} = 20 - \frac{42,6}{7} = 13,9$$

Половина ширины внешней зоны на уровне линейного портала:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} = 1,6 \cdot \frac{13,9 - 11}{1 + \frac{11}{13,9}} = 3,3$$

*Система молниеотводов 3-4*

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_c = h - \frac{L}{7} = 20 - \frac{23,8}{7} = 16,6$$

Половина ширины внешней зоны на уровне линейного портала:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} = 1,6 \cdot \frac{16,6 - 11}{1 + \frac{11}{16,6}} = 5,3$$

*Система молниеотводов 2-3*

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_c = h - \frac{L}{7} = 20 - \frac{42,6}{7} = 13,9$$

Половина ширины внешней зоны на уровне линейного портала:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} = 1,6 \cdot \frac{13,9 - 11}{1 + \frac{11}{13,9}} = 3,3$$

Пара молниеотводов	L (м)	H (м)	hэф (м)	hc (м)	r0 (м)	rx (м)	rcx (м)
1 - 2	20	20	17	17,1	21,2	7,5	5,9
2 - 3	42,6	20	17	13,9	21,2	7,5	3,3
3 - 4	23,8	20	17	16,6	21,2	7,5	5,3
1 - 4	42,6	20	17	13,9	21,2	7,5	3,3

