

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Развитие электрических сетей напряжением 35-110 кВ филиала АО  
«ДРСК» Южно-Якутские электрические сети в связи с подключением  
подстанции Хвойный

Исполнитель

студент группы 842-об2

\_\_\_\_\_

подпись, дата

И.В. Казаков

Руководитель

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.А. Казакул

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2022

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента: Казакова Игоря Вадимовича

Тема выпускной квалификационной работы: Развитие электрических сетей напряжением 35-110 кВ филиала АО «ДРСК» Южно-Якутские электрические сети в связи с подключением подстанции Хвойный

(утверждено приказом от 15.03.2022 № 506 - Уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): 29.06.2022
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Нормативно справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ; Данные по подстанции Хвойный
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Введение; 1.Общая характеристика района проектирования; 2.Разработка конкурентоспособных вариантов; 3.Расчёт и анализ установившихся режимов для предложенных вариантов 4.Выбор варианта подключения ПС Хвойный; 5.Расчёт токов КЗ; 6.Релейная защита ПС Хвойный; 7.Выбор оборудования ПС Хвойный; 8.Молниезащита и заземление ПС Хвойный; 9.Безопасность и экологичность; Заключение.
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 18 рисунков, 41 таблица, 47 источников
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и экологичность – Булгаков Андрей Борисович, руководитель, доцент, кандидат технических наук
7. Дата выдачи задания: 16.03.2022

Руководитель выпускной квалификационной работы: Казакул Алексей Александрович,  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

руководитель, доцент, кандидат технических наук

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

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 126 с., 18 рисунков, 41 таблица, 47 источников.

ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ РЕЖИМ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, КОЭФФИЦИЕНТ МОЩНОСТИ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В выпускной квалификационной работе проведён анализ электрической сети в районе проектирования. Спрогнозированы электрические нагрузки. Разработаны два варианта подключения проектируемой ПС Хвойный. Для каждого из вариантов рассчитаны нормальные и послеаварийные режимы в ПВК RastrWin3. Проведено технико-экономическое сравнение по результатам которого выбран один наиболее оптимальный

Выполнен расчет токов короткого замыкания в ПВК RastrWin3. Выбрано и проверено оборудование для ПС 110 кВ Хвойный.

Рассмотрена безопасность и экологичность реконструируемого участка электрической сети. Выполнен расчет санитарно-защитной зоны по шуму для подстанции и расчёт маслоприёмника.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Общая характеристика района проектирования	9
1.1. Климатическая и географическая характеристика	9
1.2. Характеристика источников питания	10
1.3. Характеристика электрических сетей	13
1.4. Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	15
2. Разработка конкурентно способных вариантов	21
2.1. Техническое обоснование вариантов подключения подстанции Хвойный	21
2.2 Расчет основных параметров вариантов.	22
2.3 Выбор трансформаторов	26
3 Расчет и анализ установившихся режимов для предложенных вариантов	29
4 Выбор варианта подключения подстанции Хвойный	45
4.1 Определение капиталовложений	45
4.2 Определение эксплуатационных издержек	48
4.3 Расчёт приведённых затрат	49
5. Расчёт токов короткого замыкания	51
5.1 Описание программного комплекса для расчета ТКЗ	51
5.2 Результаты расчета ТКЗ	53
6 Релейная защита подстанции Хвойный	62
6.1 Назначение и основные типы защиты трансформаторов	62
6.2 Дифференциальная защита	65
6.3. Максимальная токовая защита трансформатора	69
6.4 Газовые защиты трансформатора и РПН	71
7 Выбор оборудования подстанции Хвойный	74
7.1 Выбор выключателей	74
7.2 Выбор разъединителей	77
7.3 Выбор трансформатора тока	78

7.4	Выбор трансформатора напряжения	82
7.5	Выбор жестких шин	86
7.6	Выбор гибких шин	89
7.7	Выбор комплектных распределительных устройств	92
7.8	Выбор ограничителей перенапряжения	93
7.9	Выбор трансформаторов собственных нужд	94
8	Молниезащита и заземление подстанции Хвойный	96
8.1	Защита подстанции от прямых ударов молнии	96
8.2	Разработка заземления подстанции и расчёт импульсного сопротивления заземлителя	98
9	Безопасность и экологичность	103
9.1	Безопасность	103
9.2	Экологичность	109
9.3	Чрезвычайные ситуации	117
	Заключение	121
	Библиографический список	122
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. Результаты расчёта режимов	127
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Защита от прямых ударов молнии подстанции Хвойный	139
	ПРИЛОЖЕНИЕ В. Расчет заземления ПС Хвойный	142

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- ВЛ – воздушная линия;
- КЗ – короткое замыкание;
- КУ – компенсирующее устройство;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- НГРЭС – Нерюнгринская государственная районная электростанция;
- ОЭС Востока – Объединённая энергосистема Востока
- ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РПН – регулирование под нагрузкой;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТО – токовая отсечка;
- ЧТЭЦ – Чульманская тепловая электростанция;
- ЭЭС – электроэнергетическая система;
- ЮЯЭР – Южно - Якутский энергорайон.

## ВВЕДЕНИЕ

В наше время республика Саха (Якутия) является лидирующей среди регионов Дальнего Востока и Восточной Сибири по различным показателям.

Данный регион является перспективным с точки зрения природного и ресурсного потенциалов.

Энергосистема Республики Саха (Якутия) состоит из трех энергорайонов – Южно-Якутского, Центрального и Западного, а также зоны децентрализованного энергоснабжения (Северного энергорайона), – и в настоящее время является энергоизбыточной.

Со 2 января 2019 года Западный и Центральный районы электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) находятся в составе Единой энергосистемы России и работает параллельно с Объединенной энергосистемой Востока (ОЭС Востока).

Центральный энергорайон обеспечивает электроэнергией центральный промышленный узел и группу центральных улусов (районов), в том числе заречных, связанных с левобережьем построенной через реку Лену линией электропередачи в габаритах 220 кВ. Установленная мощность электростанций ЦЭР составляет 573,48 МВт.

Западный энергорайон объединяет Айхало-Удачнинский, Мирнинский, Ленский промышленные узлы и группу вилюйских сельскохозяйственных улусов (районов), а также имеет связь с Олекминским районом. Установленная мощность электростанций ЗЭР 1029,5 МВт.

Южно-Якутский энергорайон обеспечивает электроэнергией Южно-Якутский территориально-промышленный комплекс, Нерюнгринский и Алданский промышленные и сельскохозяйственные узлы. Установленная мощность электростанций ЮЯЭС - 618 МВт.

Западный и Южно-Якутский энергорайоны имеют электрическую связь по ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС 15 №1 с отпайкой на НПС-14 и ВЛ 220 кВ Олекминск– НПС 15 №2 с отпайкой на НПС-14

Центральный и Южно-Якутский энергорайоны имеют электрическую связь по ВЛ 220 кВ Нижний-Куранах – Майя протяжённостью 482 км, [38].

В настоящей ВКР рассматривается подключение в ЮЯЭР нового потребителя.

Целью данной ВКР является разработка оптимального варианта развития электрической сети Южно-Якутского энергорайона, для подключения ПС Хвойный. Он должен отвечать современным требованиям надежности, экономичности, безопасности и экологичности.

В выпускной квалификационной работе поставлены и решены следующие задачи:

- Характеристика района проектирования;
- Расчет и прогнозирование электрических нагрузок;
- Разработка конкурентоспособных вариантов;
- Расчет и анализ установившихся режимов в существующих сетях;
- Выбор оборудования;
- Расчет экономической части;
- Выбор и расчет уставок выбранных устройств РЗА;
- Расчет молниезащиты и заземления проектируемой подстанции;
- Расчет безопасности и экологичности;

Выпускная квалификационная работа была разработана в операционной системе Windows 10 2017 г. с использованием приложений: Microsoft Office Word 2010 г, Microsoft Office Visio 2010 г, Microsoft Office Excel 2010 г., Math Type 6.0 Equation, Mathcad 15.0, ПВК Rastrwin 3.

# 1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

## 1.1 Климатическая и географическая характеристика

Республика Саха (Якутия) - самый крупный по площади территории регион Российской Федерации, занимающий 18 процентов ее территории, самая крупная в мире административно-территориальная единица. Общая площадь континентальной и островной части составляет 3,1 млн км<sup>2</sup>. Свыше 40% территории находится за Северным полярным кругом. На севере ее естественные рубежи образуют моря Лаптевых и Восточно-Сибирское. Общая протяженность морской береговой линии превышает 4,5 тыс. км. Ежегодно в эти моря выносятся 780 км<sup>3</sup> воды - это примерно пятая часть стока рек России, причем около 70 процентов этого объема составляет сток реки Лены. Самые крупные реки: Лена, Вилюй, Алдан, Колыма, Индигирка и Олекма.

Значительную часть территории Якутии занимают обширные горные системы, нагорья и плоскогорья. Республика богата водными ресурсами – почти 700 тыс. рек общей протяженностью около 2 млн км. Самые крупные реки: Лена, Вилюй, Алдан, Колыма, Индигирка и Олекма. Практически вся территория Республики Саха (Якутия) находится в зоне вечной мерзлоты. Республика расположена в нескольких природных зонах: арктические пустыни, тундра, лесотундра и тайга.

Климат суровый, резко-континентальный. Территория Якутии находится в пределах трех часовых поясов. Республика Саха (Якутия) входит в состав Дальневосточного федерального округа. Расстояние от Якутска до Москвы – 8468 км.

Основные климатические характеристики района сведены в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Климатические условия района

Климатические условия	Расчетная величина
Район по ветру	II
Нормативная скорость ветра, м/сек	8
Район по гололеду	III
Нормативная стенка гололеда, мм	15
Низшая температура воздуха, °С	-50
Среднегодовая температура воздуха, °С	-2,9
Высшая температура воздуха, °С	45
Число грозových часов в год	20
Среднегодовая скорость ветра, м/сек	1,9
Количество дней с ветром более 10 м/сек, %	<30
Вес снегового покрова, кгс/м <sup>2</sup>	50
Продолжительность отопительного периода, сут.	260
Температура гололедообразования, °С	-10
Степень загрязнения атмосферы	I
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	3
Сейсмичность района, балл.	6
Глубина протаивания грунта на начало грозовой деятельности, м	0,4
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в летний период, Ом·м	43
Эквивалентное удельное сопротивление грунта в зимний период, Ом·м	61

## 1.2 Характеристика источников питания

На сегодняшний день базой энергосистемы Южной Якутии является Нерюнгринская ГРЭС мощностью 570 МВт и Чульманская ТЭЦ мощностью 48

МВт, обеспечивающие электроэнергией Нерюнгринский и Алданский промышленные и сельскохозяйственные комплексы.

Нерюнгринская ГРЭС считается крупнейшим энергетическим предприятием Якутии. Данная электростанция находится в Нерюнгринском административном округе и является ключевым предприятием поселка Серебряный бор. Основным электрооборудованием НГРЭС является:

- три котлоагрегата ТПЕ-214 СЗХЛ производства Таганрогского котельного завода производительностью 670 тонн в час (давление пара 140 атмосфер, температура пара 545 °С) [38];

- турбины Л-210-130-3, Т-180/210-130-3 производства Ленинградского завода номинальной электрической мощностью - 210 МВт.

- генераторы ТГВ-200-2МУЗ производства Харьковского завода «Электротяжмаш» с тиристорным возбуждением, водородно-водяным охлаждением и напряжением на выводах 15,75 кВ [38].

На НГРЭС установлено два открытых распределительных устройства ОРУ-220 и ОРУ-110 кВ, выполненных по схеме две рабочие секционированные, с обходной системой шин. ОРУ 11-220 кВ связаны через группу автотрансформаторов типа АДЦТН-125000/220/110-75-У1. Схема выдачи электрической мощности включает в себя семь ЛЭП-110 кВ и четыре ЛЭП-220 кВ. Однолинейная схема «НГРЭС» представлена на рисунке 1.

Чульманская ТЭЦ одна из первых электростанций Нерюнгринского района обеспечивает электричеством потребителей посёлка Чульман и горнодобывающую промышленность Алданского района. Установленная мощность Чульманской ТЭЦ 48 МВт. Главная электрическая схема 110 кВ - две рабочие системы шин с присоединением четырёх ВЛ 110 кВ, четырёх генераторов, подключённых через повышающие трансформаторы и двух трансформаторов 110/35 мощностью 15 МВА каждый.

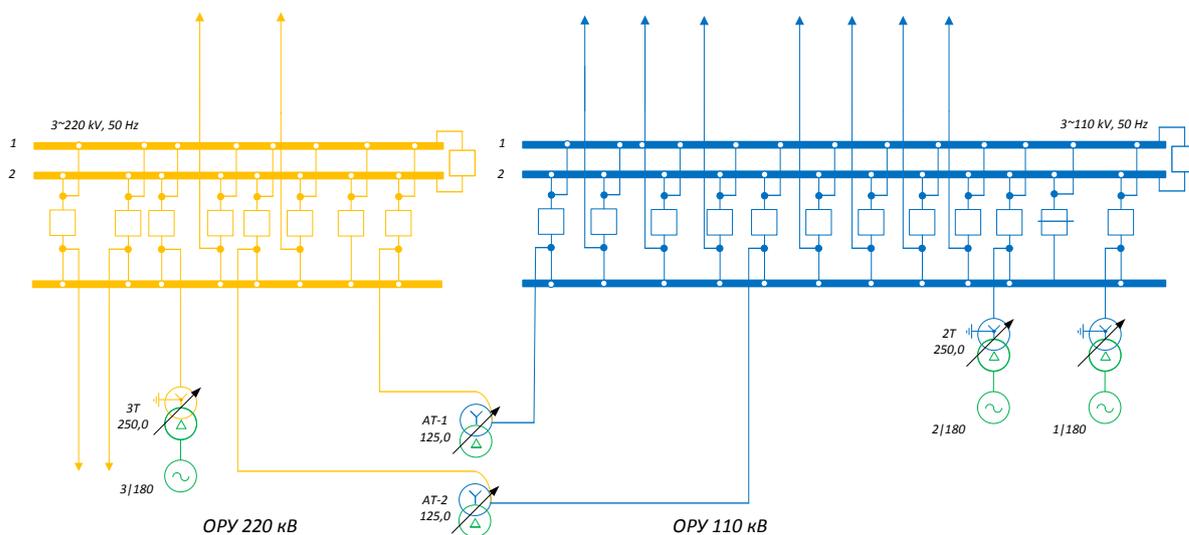


Рисунок 1.1 – Однолинейная схема «Нерюнградской ГРЭС»

Основным электрооборудованием на ЧТЭС являются:

- котлоагрегаты ЦКТИ-75-39Ф2и БКЗ 75-39ФБ
- турбины К-12-35, ПТ-12-35-10М [38].

Однолинейная схема «Чульманской ТЭС» представлена на рисунке 2.

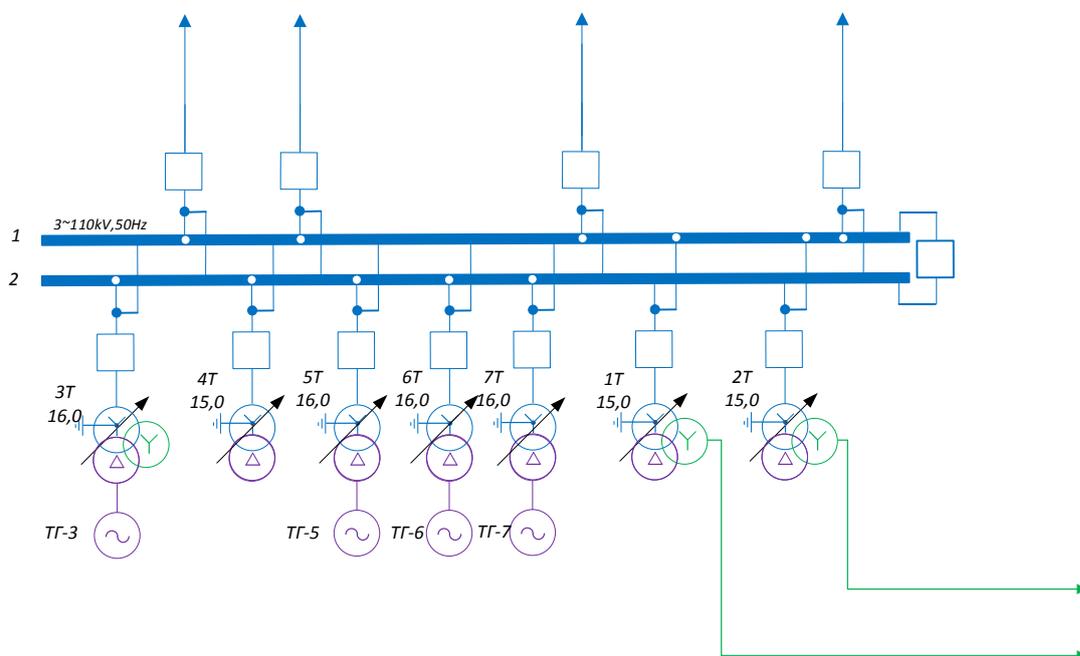


Рисунок 1.2 – Однолинейная схема Чульманской ТЭС

Электростанции Нерюнгринская ГРЭС и Чульманская ТЭС находятся в ведении филиала «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК». Топливом для

электростанций служит промышленный продукт, получаемый при обогащении коксующихся каменных углей Нерюнгринского месторождения.

### **1.3 Характеристика электрических сетей**

Южно-Якутский энергорайон включает в себя Южно-Якутский территориально-промышленный комплекс, Нерюнгринский и Алданский промышленные и сельскохозяйственные узлы. На территории энергорайона расположены три города: Нерюнгри, Алдан и Томмот.

На территории ЮЯЭС используются сети напряжением 6-10-35-110-220 кВ.

Электрические сети 6-110 кВ ЮЯЭР находятся на балансе филиала АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» Южно-Якутские электрические сети».

Общая протяженность воздушных и кабельных линий электропередачи, находящихся на балансе филиала АО «ДРСК» Южно-Якутские электрические сети, составляет 1727,38 км, из них ВЛ 110 кВ - 560,98 км, ВЛ 35 кВ - 297,12 км, ВЛ 0,4 - 10 кВ - 869,28 км [38].

Электрические сети 220 кВ ЮЯЭР находятся на балансе филиала ПАО ФСК ЕЭС МЭС Востока.

Карта-схема ЮЯЭР приведена на рисунке 1.3

Описание некоторых ПС 110-220 кВ приведено далее.

*ПС Нижний Куранах (220/110/35кВ).* Подключена к сети шестью ЛЭП 220 кВ и пятью ВЛ 110 кВ. По сети 220 кВ связана с Нерюнгринской ГРЭС, с ПС Майя и с ПС НПС-15. На стороне 220 кВ схема распределительного устройства - одна рабочая, секционированная выключателем система шин; на средней стороне - одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная системы шин. На ПС установлено два автотрансформатора мощностью по 63 МВ·А и два трансформатора 35/6 кВ мощностью 2x16 МВА.



В Амурскую энергосистему

Рисунок 1.3 – Карта-схема ЮЯЭР

На *ПС НПС-18* (220/10 кВ) установлены 2 автотрансформатора 63 МВА каждый. Подстанция подключена четырьмя ВЛ 220 кВ (две со стороны Нерюнгринской ГРЭС и две со стороны ПС 220 кВ Нижний Куранах). От Шин 110 кВ ПС НПС-18 подключена ПС КС-5.

*ПС 220 кВ Томмот* (220/110/35/10кВ). Подключена к сети четырьмя ЛЭП 220 кВ. На ПС установлено два автотрансформатора мощностью по 63 МВА и два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 2x16 МВА. По сети 220 кВ связана с ПС Нижний Куранах и с ПС Майя. На стороне 220 кВ установлено КРУЭ со схемой распределительного устройства - одна рабочая, секционированная выключателем система шин; на средней стороне - одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная системы шин. На ПС установлен УШР 220 кВ мощность 100 МВАр.

На *ПС Алдан* (110/35/6 кВ) установлены 2 трансформатора мощностью 25 МВА каждый. Подстанция получает питание по одноцепной ВЛ 110 кВ ПС Лебединый – ПС Алдан. От ПС Алдан отходят две ВЛ 35 кВ.

На *ПС ЗИФ* (110/35/6 кВ) установлены 2 трансформатора мощностью 16 МВА каждый. Схема РУ 110 кВ – Схема РУ 110 кВ – не типовая (два выключателя со стороны линий и два блока ОД КЗ со стороны трансформаторов). Подстанция питается по двухцепной линией от ПС 220 кВ Нижний Куранах.

На *ПС Лебединый* (110/35/6 кВ) установлены 2 трансформатора мощностью 16 МВА. . Схема РУ 110 кВ – Схема РУ 110 кВ – не типовая (три выключателя со стороны линий и два выключателя со стороны трансформаторов, СВ – 110 кВ нет).

Для дальнейшего выполнения ВКР необходимо произвести расчет и прогнозирование электрических нагрузок существующей сети и вновь вводимой подстанции.

#### **1.4. Расчет и прогнозирование электрических нагрузок.**

Для выбора оборудования, расчёта электрических режимов необходимо использовать вероятностные характеристики нагрузок. Они определяются по

данным контрольных замеров в зимний период, так как в это время нагрузки в сети имеют максимальное значение. Для выбора оборудования на перспективу характеристики электрических нагрузок необходимо спрогнозировать. От нахождения вероятностных характеристик зависит дальнейший выбор оборудования подстанций и проводов линий электропередач.

*Расчёт вероятностных характеристик существующих подстанций*

*Средняя мощность.* Этот вид нагрузки служит для выбора мощности силовых трансформаторов. Определяется как математическое ожидание возможных значений нагрузки в течение анализируемого периода времени:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i, \quad (1)$$

где  $P_{cp}$  - средняя мощность,

$T$  - период,

$P_i$  – мощность, соответствующая времени  $t_i$  на графике нагрузок.

Под *среднеквадратичной (эффективной) мощностью* понимают математическое ожидание квадратов мощности за анализируемый период времени. Эта мощность служит для расчета потерь электроэнергии.

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i}, \quad (2)$$

где  $P_{эф}$  – среднеквадратичная (эффективная) мощность.

*Максимальная мощность.* Определяется для выбора всего оборудования (кроме силовых трансформаторов). Вероятностный максимум находится с использованием коэффициента Стьюдента.

$$P_{max} = P_{cp} + t_{\beta} \cdot \sigma_p = P_{cp} \cdot \left(1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}\right) = P_{cp} \cdot k_M, \quad (3)$$

где  $P_{\max}$  – максимальная мощность;

$t_{\beta}$  - коэффициент Стьюдента;

$\sigma_p$  – среднеквадратичное отклонение;

$k_{\phi}$  – коэффициент формы;

$k_M$  - коэффициент максимума нагрузок.

По данным дня контрольного замера строим график нагрузки для зимы и для лета и вычисляем вероятностные характеристики.

Для выбора силовых трансформаторов и для анализа электрического потребления необходимо определить среднюю активную и реактивную мощность:

Сведем вероятностные характеристики нагрузок на всех подстанциях в таблицу 1.2.

Таблица 1.2 – Вероятностные характеристики графиков нагрузок ПС

Номер узла	Название узла нагрузки	$P_{\max}$ , МВт	$Q_{\max}$ , МВАр	$P_{\text{ср}}$ , МВт
1	2	3	4	5
203	НПС-18	27.5	7.6	23.3
201	НПС-17	27	6	22.9
227	НПС-16	25.7	8	21.8
230	Майя	16	39	13.6
301		14.1	10.7	11.9
107	Лебединая	12.5	6	10.6
1171	Дежневская-2сш	7.4	2	6.3
102	Угольная 1	6.5	3.6	5.5
120	Угольная 2	6.5	3.6	5.5
311	Н. Кур 1 сш	6.3	2.5	5.3
3112	Н. Кур 2 сш	6.3	2.5	5.3
1121	ЗИФ-2сш	6.2	0.6	5.3
112	ЗИФ-1сш	5.8	2.8	4.9
111	Н.Куранах	5.2	8	4.4
236	Томммот 35 1сш	5	3.5	4.2
237	Томммот 35 2сш	5	3.5	4.2
229	АМГА	4	2.5	3.4
228	НПС-15	3.7	2	3.1
117	Дежневская-1сш	3	1	2.5

продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5
100	Чульманская ТЭЦ	3	1.5	2.5
109	Рябиновая	2	0.8	1.7
1161	Денисовская-1сш	1.9	0.8	1.6
106	Юхта	1.9	0.5	1.6
116	Денисовская-1сш	1.8	0.7	1.5
240	Инаглинская 2	1.1	1	0.9
241	Инаглинская 1	1.1	1	0.9
103	Хатыми	0.5	0.3	0.4
105	Б.Нимныр	0.2	0.1	0.2
104	М.Нимныр	0.1	0.1	0.1

### Прогнозирование электропотребления

Прогноз собственного электропотребления и максимальной нагрузки выполнен по усреднённым данным за последние 5 лет по ЮЯЭР. Значения из СИПР Республики Саха приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 - Прогноз собственного электропотребления по ЮЯЭР

Показатель	Год					Среднее значение
	2016	2017	2018	2019	2020	
Максимум нагрузки, МВт	297.8	316.3	343.5	399	397.1	363.975
Годовое изменение, %		6.2	8.6	16.2	-0.5	7.625
Электропотребление, млн кВт ч	1913.4	1908.8	2193.9	2409	2524.3	2259
Годовое изменение, %		-0.2	14.9	9.8	4.8	7.325
Число часов использования максимума нагрузки, час.	6425	6035	6387	6038	6357	6204.25

Среднегодовой темп роста электропотребления на период до с 2016 по 2020 г. составляет 7,32%, максимальной нагрузки – 7,62% [38].

Прогнозируемая нагрузка определяется по формуле сложных процентов:

$$P_{\text{прог}} = P^{\text{баз}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}} \quad (4)$$

где  $P^{\text{баз}}$  – базовая заданная мощность;

$\varepsilon$  – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,076 [38];

$t_{прог}$  – год на который определяется электрическая нагрузка(2026 год);

$t_{баз}$  – год в который снимался первый замер(2021год).

Реактивная мощность находится через коэффициент мощности.

Остальные значения прогнозируемых нагрузок приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Вероятностные характеристики графиков нагрузок на подстанциях (с учётом прогноза)

Номер узла	Название	Pmax, МВт	Pcp, МВт	Pmax прогноз, МВт	Pcp прогноз, МВт
1	2	3	4	5	6
203	НПС-18	27.5	23.3	39.7	33.6
201	НПС-17	27	22.9	38.9	33.0
227	НПС-16	25.7	21.8	37.1	31.4
230	Майя	16	13.6	23.1	19.6
301		14.1	11.9	20.3	17.2
107	Лебединая	12.5	10.6	18.0	15.3
1171	Дежневская-2сш	7.4	6.3	10.7	9.0
102	Угольная 1	6.5	5.5	9.4	7.9
120	Угольная 2	6.5	5.5	9.4	7.9
311	Н. Кур 1 сш	6.3	5.3	9.1	7.7
3112	Н. Кур 2 сш	6.3	5.3	9.1	7.7
1121	ЗИФ-2сш	6.2	5.3	8.9	7.6
112	ЗИФ-1сш	5.8	4.9	8.4	7.1
111	Н,Куранах	5.2	4.4	7.5	6.4
236	Томмот 35 1сш	5	4.2	7.2	6.1
237	Томмот 35 2сш	5	4.2	7.2	6.1
229	АМГА	4	3.4	5.8	4.9
228	НПС-15	3.7	3.1	5.3	4.5
117	Дежневская-1сш	3	2.5	4.3	3.7
100	Чульманская ТЭЦ	3	2.5	4.3	3.7
109	Рябиновая	2	1.7	2.9	2.4
1161	Денисовская-1сш	1.9	1.6	2.7	2.3
106	Юхта	1.9	1.6	2.7	2.3
116	Денисовская-1сш	1.8	1.5	2.6	2.2
240	Инаглинская 2	1.1	0.9	1.6	1.3
241	Инаглинская 1	1.1	0.9	1.6	1.3
103	Хатыми	0.5	0.4	0.7	0.6
105	Б.Нимныр	0.2	0.2	0.3	0.2
104	М.Нимныр	0.1	0.1	0.1	0.1

Таким образом, определены необходимые вероятностные характеристики выполнено прогнозирование электрических нагрузок на 5 лет согласно Методическими рекомендациям по проектированию развития энергосистем [16].

## 2 РАЗРАБОТКА КОНКУРЕНТНО СПОСОБНЫХ ВАРИАНТОВ

### 2.1. Техническое обоснование вариантов подключения ПС Хвойный

Схемы электрических сетей должны с минимальными затратами обеспечить необходимую надёжность электроснабжения, требуемое качество энергии у приёмников, безопасность эксплуатации сети, а также возможность её дальнейшего развития и подключение новых потребителей.

В ВКР предлагается рассмотреть подключение ПС Хвойный по сети 220 кВ двумя ВЛ 220 кВ от ПС Томмот (вариант № 1) и по сети 110 кВ двумя ВЛ 110 кВ от ПС Томмот (вариант № 2)

Схема подключения по варианту № 1 приведена на рисунке 2.1, а второго варианта на рисунке 2.2.

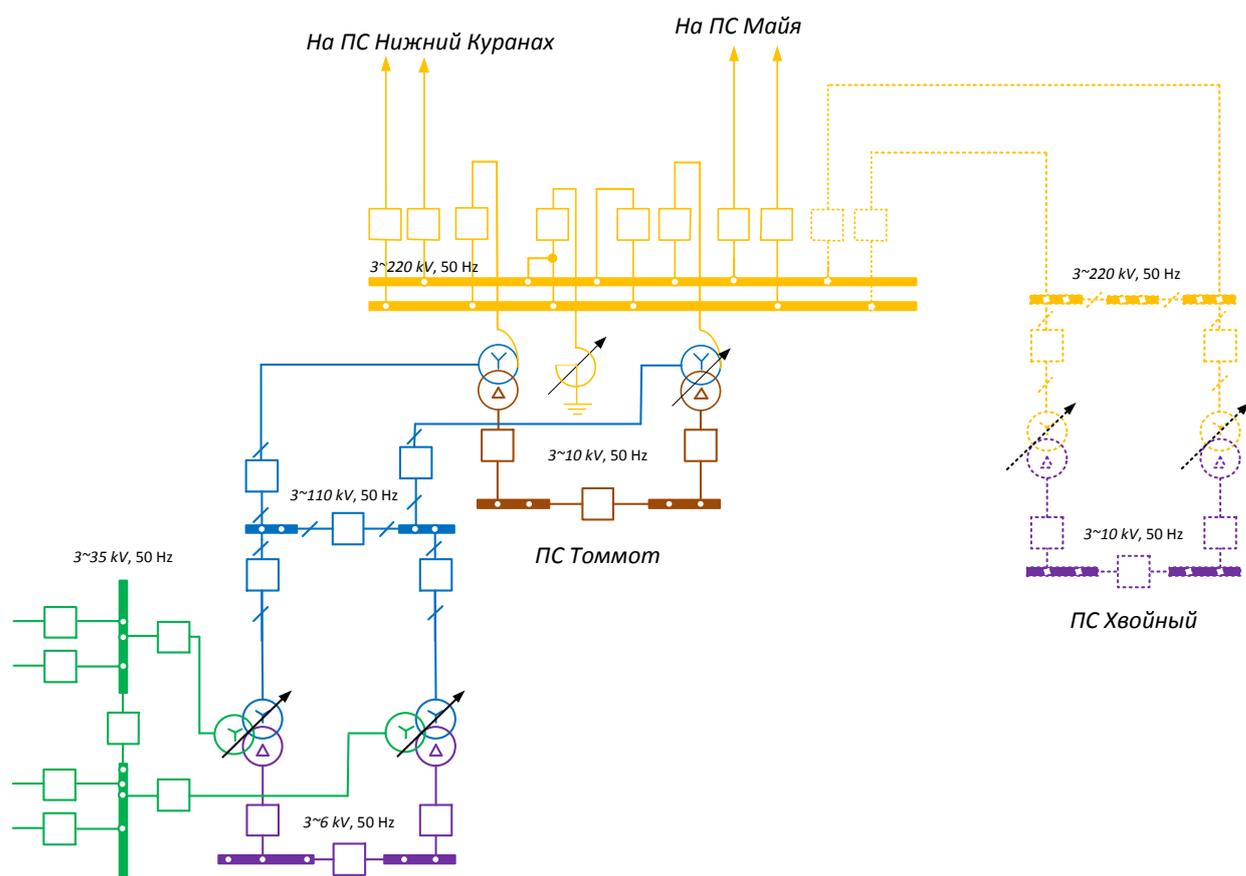


Рисунок 2.1 – Схема варианта № 1

Достоинством варианта № 1 является возможность увеличения мощности не зависимо от трансформаторной мощности ПС 220 кВ Томмот.

Недостаток варианта № 1 – стоимость оборудования 220 кВ выше стоимости аналогичного оборудования на напряжение 110 кВ

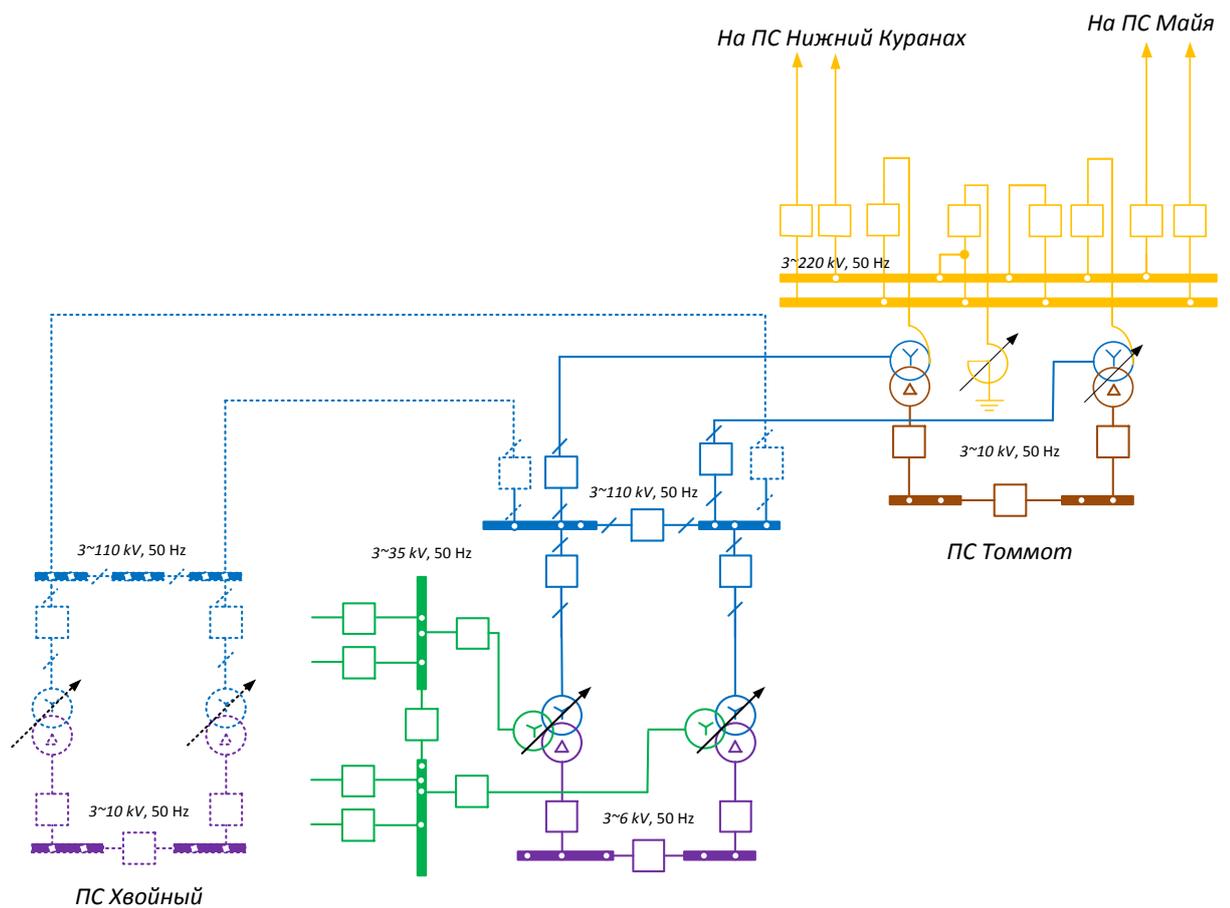


Рисунок 2.2 – Схема варианта № 2

Достоинство варианта № 2 – меньшая стоимость чем в варианте №1.

Недостаток – ограничение мощности по автотрансформаторам ПС 220 кВ Томмот.

Источником питания в обоих вариантах является ПС Томмот. Разница вариантов лишь в присоединении ПС Хвойный на разных классах напряжения.

Количество выключателей в первой схеме – 4 на напряжении 220 кВ , во второй схеме – 4 напряжением 110 кВ.

Далее выполним выбор основных параметров оборудования для каждого из вариантов.

## 2.2 Расчет основных параметров вариантов

Номинальное напряжение определяется исходя из точки подключения, но для оценки наиболее эффективного напряжения определим рациональное по формуле Илларионова:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}}, \quad (2.1)$$

где  $l$  – длина участка, км;

$P$  – поток мощности на участке, МВт.

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{14,5} + \frac{2500}{12}}} = 64,17$$

Исходя из данного расчёта напряжение рациональное напряжение 35 кВ. Нагрузка ПС 220 кВ Томмот по замерам 2021 года 15 МВт. Вся нагрузка подключена к шинам 35 кВ и передаётся через трансформаторы 110/35/10 мощностью 16 МВА.

Подключение нагрузки в 12 МВт к шинам 35 кВ ПС Томмот приведёт к перегрузке трансформаторов 110/35/10 на 190 %, что не допустимо.

По этой причине вариант подключения к шинам 35 кВ далее не рассматривается.

#### *Компенсация реактивной мощности*

Согласно данным полученным при прохождении практики активная мощность подключаемой ПС Хвойный 12 МВт ( $P$ ) и 8 МВар ( $Q$ ). Расчётный коэффициент мощности тогда равен:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q}{P} = \frac{8}{12} = 0.667. \quad (2.2)$$

Для выбора компенсирующих устройств выполняем следующие расчёты.

1. Находятся общая мощность компенсирующих устройств на шинах подключаемой ПС:

$$Q_{ку} = (\operatorname{tg} \varphi_{\phi} - \operatorname{tg} \varphi_{пред}) \cdot P_{max} = (0.667 - 0.4) \cdot 12 = 3.2 \text{ МВАР}, ; \quad (2.3)$$

где  $P_{max}$  - максимальная мощность на данной подстанции, МВт;

$tg\varphi_{пред.}$  - коэффициент мощности, задаваемый энергосистемой, в данном проекте равным 0,4 [22].

2. Значение полученной мощности делим на количество секций шин.

3. Полученные значения мощности компенсирующего устройства округляются до стандартного ряда выпускаемого производителями: 0,45; 0,9; 1,125; 1,35; 2,25; 3,15 МВар.

В данной ВКР на ПС Хвойный требуется установка двух компенсирующих устройства УКРМ-10.5-1800-600ф УЗ.

4. Определяется не скомпенсированная мощность, которая используется в дальнейших расчетах по формуле:

$$Q_{нескi} = Q_{maxi} - Q_{куi}^{факт} = 8 - 3,6 = 4,4 \text{ МВар}, \quad (2.4)$$

где  $Q_{maxi}$  - максимальная реактивная мощность на подстанции.

В данной ВКР на ПС Хвойный принимается установка двух компенсирующих устройства УКРМ-10.5-1800-600ф УЗ.

#### *Выбор сечения ЛЭП*

Сечение и марка провода - важнейшие параметры линии. С увеличением сечения провода линии, увеличиваются капитальные затраты на ее сооружение. Одновременно уменьшаются потери электроэнергии возникающие при передаче по ней мощности. Сечение проводов воздушных линий электропередач выбирается по экономическим токовым интервалам [4]. Для этого необходимо определить расчетное значение тока текущего по линии:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{max}, \quad (2.5)$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации. Так как мы спрогнозировали нагрузку то учитывать этот коэффициент не будем;

$\alpha_T$  – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки, значение  $\alpha_T$  принимаю равным 1,1 согласно [ЭТС].

$I_{\max}$  – максимальный ток протекающий по линии.

$$I_{\max.i} = \frac{\sqrt{P_{i,j}^2 + Q_{\text{неск.i,j}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{Ц}}}, \quad (2.6)$$

где  $P_{i,j}$  – поток максимальной активной мощности в зимний период;

$Q_{\text{неск.i,j}}$  – поток некомпенсированной реактивной мощности в зимний период.

Рассчитаем максимальный и расчетный ток для варианта № 1 от ПС Томмот до ПС Хвойный

$$I_{\max ij} = \frac{\sqrt{12^2 + 4,4^2}}{220 \cdot \sqrt{3}} = 33,6 \text{ A};$$

$$I_{pij} = 33,6 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 38,9 \text{ A}.$$

Исходя из полученных результатов, выбираем для варианта № 1 провод АС-240.

Результаты выбора сечений ВЛ для обоих вариантов сведем в таблицу 18.

Таблица 2.3 – Результаты выбора параметров ВЛ для вариантов

Линия	Расчетный ток	Длина, км	Допустимый ток выбранного провода, А	Марка
ВЛ 220 кВ Томмот-Хвойный	38,9	14	610	АС-240
ВЛ 110 кВ Томмот-Хвойный	77,5	14	380	АС-120

### 2.3 Выбор трансформаторов

В соответствии с существующими нормативами, мощность трансформаторов на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70—80%, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток. Если в составе нагрузки ПС имеются потребители 1-й категории, то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух [25]. Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{тр} = \frac{\sqrt{(P_{ср})^2 + (Q_{неск})^2}}{N \cdot K_3}, \quad (2.7)$$

где  $K_3$  - коэффициент загрузки силового трансформатора, принимается равным  $K_3=0,7$ ;

$P_{ср}$  - средняя активная мощность ПС, МВт.

$Q_{неск}$  – реактивная не скомпенсированная мощность ПС, МВАр

Средняя мощность энергопринимающих устройств составляет 10,91 МВт.

Расчётная трансформаторная мощность равна 8,4 МВА.

После проведения данного расчета было принято решение установить силовой трансформатор мощностью 10 МВА с обмотками: ВН – 230,0 кВ, НН –

10,5 кВ типа ТДН-10000/220 УХЛ1 [20] с РПН в нейтрали обмотки ВН. Основные технические характеристики трансформатора приведены в таблице 2.2. Проверка по коэффициенту загрузки:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{2 \cdot S_{\text{ном.т}}} \quad (2.8)$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{S_{\text{ном.т}}} \quad (2.9)$$

Таблица 2.1 – Трансформаторы для вариантов №1 и №2

Вариант	$S_{\text{расч}}$ , МВА	Тип трансформатора	Коэффициент загрузки (в нормальном режиме)	Коэффициент загрузки (в послеаварийном режиме)
Вариант №1	8,4	ТДН-10000/220 УХЛ1	0,42	0,84
Вариант №2	8,4	ТДН-10000/110 УХЛ1	0,42	0,84

Таблица 2.2 – Технические характеристики силового трансформатора

Тип трансформатора	Напряжение обмотки ВН, кВ	Напряжение обмотки НН, кВ	Напряжение короткого замыкания, %	Потери короткого замыкания, кВт
ТДН-10000/220 УХЛ1	230	10,5	11,6	51,46
ТДН-10000/110 УХЛ1	110	11	10,5	58

Внешний вид ТДН-10000/110 УХЛ1 показан на рисунке 2.1.



Рисунок 2.1 – Внешний вид ТДН-10000/110 УХЛ1

Для проверки предлагаемых вариантов выполним расчёты режимов.

### 3 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ДЛЯ ПРЕДЛОЖЕННЫХ ВАРИАНТОВ

В данном разделе приведены результаты расчета и анализа нормальных и послеаварийных режимов после подключения ПС Хвойный по предлагаемым вариантам. Параметрами режима являются уровни напряжения потоки активной и реактивной мощности в элементах сети, потери мощности и энергии, токи и т.д.

Расчет режимов работы электроэнергетической системы является обязательной частью проектирования электрических сетей.

По параметрам режимов (нормальных, послеаварийных, ремонтных), выделяются слабые места в сети при различных ситуациях.

Генераторы задаются вырабатываемой активной мощностью, модулем и напряжением, а также пределами выработки и потреблением реактивной мощности. Балансирующий узел задается заданным модулем напряжения.

При расчёте режимов в рамках ВКР в качестве балансирующего узла приняты шины 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС

В данной выпускной квалификационной работе для расчета режимов использован программно-вычислительный комплекс (ПВК) RastrWin 3 [19]. Чтобы узнать параметры режима в ПВК RastrWin 3, требуется рассчитать параметры элементов электрической сети: линий, трансформаторов и т.д., такие как, сопротивления, проводимости, коэффициенты трансформации.

Параметры ЛЭП и трансформаторов рассчитываются по данным, приведенным в [1, 13, 31].

Для решаемой задачи достаточно привести подстанции 110 кВ к высокой стороне, с учетом нагрузочных потерь трансформаторов.

Расчёт нормального режима осуществляется для оценки возможности надежного электроснабжения потребителей. В нормальном режиме всё необходимое оборудование находится в работе. Нагрузки в данном режиме являются максимальными.

Анализ режима в ПВК RastrWin 3 подразумевает анализ токовой загрузки линий электропередачи и анализ потерь активной мощности на участке сети.

Результаты расчёта нормального режима для варианта № 1 приведены в таблицах 3.1, 3.2 и на рисунках 3.1, 3.3.

Таблица 3.1 - Вариант № 1. Расчёт нормального режима. Таблица Узлы.

Тип	Номер	Название	U <sub>ном</sub>	P <sub>н</sub>	Q <sub>н</sub>	P <sub>г</sub>	Q <sub>г</sub>	V <sub>зд</sub>	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	1		220						237,8
Нагр	22		220						216,3
Нагр	100	Чульманская ТЭЦ	110	4,3	2,2	5,0	3,6		117,1
Ген+	101	Нерюнгринская ГРЭС	110	72,0	34,6	126,2	100,0	120,0	118,9
Нагр	102	Угольная 1	110	9,4	5,2				115,8
Нагр	103	Хатыми	110	0,7	0,4				114,1
Нагр	104	М.Нимныр	110	0,1	0,1				112,6
Нагр	105	Б.Нимныр	110	0,3	0,1				109,5
Нагр	106	Юхта	110	2,7	0,7				108,3
Нагр	107	Лебединая	110	18,0	8,6				106,5
Нагр	109	Рябиновая	110	2,9	1,2				107,2
Нагр	110	В.Куранах-1сш	110						107,6
Нагр	111	Н,Куранах	110	7,5	11,5				108,1
Нагр	112	ЗИФ-1сш	110	8,4	4,0				108,1
Нагр	116	Денисовская-1сш	110	2,6	1,0				117,6
Нагр	117	Дежневская-1сш	110	4,3	1,4				117,7
Нагр	120	Угольная 2	110	9,4	5,2				115,7
База	200	Нерюнгринская ГРЭС	220	126,7	-28,8	399,3	-97,4	235,0	235,0
Нагр	201	НПС-17	220	38,9	8,6				232,3
Нагр	202	Нижний Куранах	220						227,4
Нагр	203	НПС-18	220	39,6	10,9				232,8
Нагр	222		220						216,3
Нагр	223	Томмот	220						228,1
Нагр	224		220						224,5
Нагр	225		110						112,2
Нагр	226		10						10,8
Нагр	227	НПС-16	220	37,0	11,5				224,4
Ген	228	НПС-15	220	5,3	2,9		-45,2	220,0	220,0
Нагр	229	АМГА	220	5,8	3,6				223,6
Ген	230	Майя	220	23,0	56,2		-13,2	220,0	220,0
Нагр	231		220						224,5

продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	232		110						112,2
Нагр	233		10						10,8
Нагр	234		110						107,8
Нагр	235		110						107,8
Нагр	236	Томммот 35 1сш	35	7,2	5,0				36,0
Нагр	237	Томммот 35 2сш	35	7,2	5,0				36,0
Нагр	238		10						10,3
Нагр	239		10						10,3
Нагр	240	Инаглинская 2	110	1,6	1,4				116,3
Нагр	241	Инаглинская 1	110	1,6	1,4				116,3
Нагр	301		35	20,3	15,4				37,4
Нагр	311	Н. Кур 1 сш	35	9,1	3,6				33,8
Нагр	400	Хвойный	220						228,1
Нагр	1121	ЗИФ-2сш	110	8,9	0,9				108,1
Нагр	1161	Денисовская- 1сш	110	2,7	1,2				117,5
Нагр	1171	Дежневская- 2сш	110	10,7	2,9				117,6
Нагр	3011		35						37,4
Нагр	3112	Н. Кур 2 сш	35	9,1	3,6				33,8
Нагр	4001		10	6,0	2,2				10,6
Нагр	4002		10	6,0	2,2				10,6
Нагр	11111		220						237,8

Результаты расчёта нормального режима для варианта №2 приведены в таблицах 3.3, 3.4 и на рисунке 3.2.

Таблица 3.2 –Нормальный режим Вариант № 1. Таблица Ветви

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр. %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Выкл	3112	311	Н. Кур 2 сш - Н. Кур 1 сш						0,00	0,00	0,03	
Выкл	301	3011	-						10,11	7,68	196,13	
Выкл	4001	4002	-									
ЛЭП	107	106	Лебединая - Юхта	9,411	16,949		-92,616		35,16	-9,35	198,55	40,50
ЛЭП	109	107	Рябиновая - Лебединая	5,39	9,306		-59,18		16,88	-17,81	134,73	27,49
ЛЭП	117	101	Дежневская-1сш - Нерюнгринская ГРЭС	2,543	6,538		-42,908		41,97	4,68	207,12	31,48
ЛЭП	1161	1171	Денисовская-1сш - Дежневская-2сш	0,37	0,96		-6,3		33,93	2,43	167,17	25,41
ЛЭП	1171	101	Дежневская-2сш - Нерюнгринская ГРЭС	2,543	6,538		-42,908		44,62	5,30	220,55	33,52
ЛЭП	111	112	Н,Куранах - ЗИФ-1сш	0,324	0,596		-3,216		-8,35	-4,00	49,55	10,11
ЛЭП	111	1121	Н,Куранах - ЗИФ-2сш	0,32	0,6		-3,2		-8,93	-0,83	47,91	9,77
ЛЭП	116	117	Денисовская-1сш - Дежневская-1сш	0,373	0,958		-6,3		37,61	3,23	185,38	28,18
ЛЭП	100	1161	Чульманская ТЭЦ - Денисовская-1сш	1,44	3,71		-24,3		31,10	1,35	153,50	23,33
ЛЭП	100	116	Чульманская ТЭЦ - Денисовская-1сш	1,442	3,707		-24,324		34,89	2,23	172,42	26,21
ЛЭП	103	102	Хатыми - Угольная 1	12,65	22,781		-		20,24	-2,70	104,54	21,33
ЛЭП	104	103	М.Нимныр - Хатыми	12,144	21,87		-		19,16	-2,24	100,00	20,40
ЛЭП	105	104	Б.Нимныр - М.Нимныр	11,638	20,959		-		39,97	-6,93	215,03	43,87
ЛЭП	106	105	Юхта - Б.Нимныр	5,009	9,022		-49,296		39,00	-7,70	212,57	43,36
ЛЭП	201	202	НПС-17 - Нижний Куранах	22,56	99,64		-629,8		-65,80	16,50	168,61	18,41

продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ЛЭП	201	202	НПС-17 - Нижний Куранах	22,56	99,64		-629,8		-65,80	16,50	168,61	18,41
ЛЭП	111	110	Н,Куранах - В.Куранах-1сш	2,53	4,556		24,8969		13,77	-18,78	125,63	25,63
ЛЭП	110	109	В.Куранах-1сш - Рябиновая	2,278	3,933		-25,017		13,89	-18,86	126,88	25,88
ЛЭП	202	223	Нижний Куранах - Томмот	4,55	20,35		-125,5		-25,04	16,68	76,38	8,34
ЛЭП	202	223	Нижний Куранах - Томмот	4,55	20,35		-125,5		-25,04	16,68	76,38	8,34
ЛЭП	202	227	Нижний Куранах - НПС-16	15,87	54,16		-341,5		-24,33	2,79	71,79	7,84
ЛЭП	202	227	Нижний Куранах - НПС-16	15,87	54,16		-341,5		-24,33	2,79	71,79	7,84
ЛЭП	227	228	НПС-16 - НПС-15	16,28	55,6		-350		-3,52	-7,73	65,42	7,14
ЛЭП	227	229	НПС-16 - АМГА	3,96	13,53		-85		-7,75	-8,71	38,91	4,25
ЛЭП	228	229	НПС-15 - АМГА	13,57	46,3		-292		1,90	23,43	61,70	6,74
ЛЭП	200	203	Нерюнгринская ГРЭС - НПС-18	16,15	72,17		-445		-109,57	21,44	274,31	29,95
ЛЭП	200	203	Нерюнгринская ГРЭС - НПС-18	16,15	72,17		-445		-109,57	21,44	274,31	29,95
ЛЭП	201	203	НПС-17 - НПС-18	7,15	31,9		-197		85,24	-12,18	218,65	23,87
ЛЭП	201	203	НПС-17 - НПС-18	7,15	31,9		-197		85,24	-12,18	218,65	23,87
ЛЭП	223	230	Томмот - Майя	41,67	186,44		1149,79		-11,67	22,38	95,88	10,47
ЛЭП	223	230	Томмот - Майя	41,67	186,44		1149,79		-11,67	22,38	95,88	10,47
ЛЭП	100	240	Чульманская ТЭЦ - Инаглинская 2	2,35	4,44		-28,2		-34,77	-2,10	171,89	42,97

продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ЛЭП	100	241	Чульманская ТЭЦ - Инаглинская 1	2,35	4,44		-28,2		-31,90	-2,91	158,14	39,54
ЛЭП	240	120	Инаглинская 2 - Угольная 2	1,94	3,33		-20,8		-32,98	-0,65	163,78	33,41
ЛЭП	241	102	Инаглинская 1 - Угольная 1	1,94	3,33		-20,8		-30,14	-1,53	149,86	30,57
ЛЭП	120	104	Угольная 2 - М.Нимныр	21,6	37,1		-231		-23,46	4,52	119,21	24,32
ЛЭП	223	400	Томмот - Хвойный	1,68	5,67		-39,3		-6,04	-0,70	16,78	2,75
ЛЭП	223	400	Томмот - Хвойный	1,68	5,67		-39,3		-6,04	-0,70	16,78	2,75
Тр-р	11111	3011	-	0,98	82,52		51	0,159	-10,11	-10,80	35,93	
Тр-р	1	301	-	0,981	82,524		51	0,159	-10,19	-10,86	36,15	
Тр-р	11111	101	- Нерюнгринская ГРЭС	0,49			42,6	0,5	-16,60	25,20	73,26	
Тр-р	222	3112	- Н. Кур 2 сш	1,4	193,12		23	0,159	-9,08	-5,08	27,77	
Тр-р	22	311	- Н. Кур 1 сш	1,4	193,12		23	0,159	-9,07	-5,08	27,76	
Тр-р	224	226	-	1,4	193,12		23	0,048	0,00	-1,16	2,98	
Тр-р	231	233	-	1,4	193,12		23	0,048		-1,16	2,98	
Тр-р	222	111	- Н,Куранах	1,4			19	0,5	-5,51	-18,46	51,42	
Тр-р	22	111	- Н,Куранах	1,433			19	0,5	-5,52	-18,45	51,41	
Тр-р	231	225	-	1,433			19	0,5	-7,26	-6,74	25,47	
Тр-р	224	232	-	1,433			19	0,5	-7,26	-6,74	25,47	
Тр-р	202	222	Нижний Куранах -	1,43	100,76		59	1	-14,61	-28,24	80,72	
Тр-р	223	224	Томмот -	1,43	100,76		59	1	-7,26	-11,20	33,79	
Тр-р	223	231	Томмот -	1,43	100,76		59	1	-7,26	-11,20	33,79	
Тр-р	234	238	-	2,6	52			0,096				
Тр-р	235	239	-	2,6	52			0,096	0,00	0,00	0,00	
Тр-р	234	236	- Томмот 35 1сш	2,6				0,335	-7,22	-5,04	47,17	
Тр-р	235	237	- Томмот 35 2сш	2,6				0,335	-7,22	-5,04	47,17	
Тр-р	232	234	-	2,6	88,9	1,7	12	1	-7,26	-5,78	47,73	

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Гр-р	225	235	-	2,6	88,9	1,7	12	1	-7,26	-5,78	47,73	
Гр-р	1	101	- Нерюнгринская ГРЭС	0,491			42,6	0,5	-16,53	25,25	73,27	
Гр-р	200	11111	Нерюнгринская ГРЭС -	0,49	48,67		11,8	1	-26,73	12,85	72,86	
Гр-р	200	1	Нерюнгринская ГРЭС -	0,491	48,668		11,8	1	-26,73	12,85	72,86	
Гр-р	202	22	Нижний Куранах -	1,433	100,76		59	1	-14,61	-28,24	80,72	
Гр-р	400	4001	Хвойный -	27,7	613,4	0,23	0,45	0,048	-6,04	-2,74	16,78	
Гр-р	400	4002	Хвойный -	27,7	613,4	0,23	0,45	0,048	-6,04	-2,74	16,78	

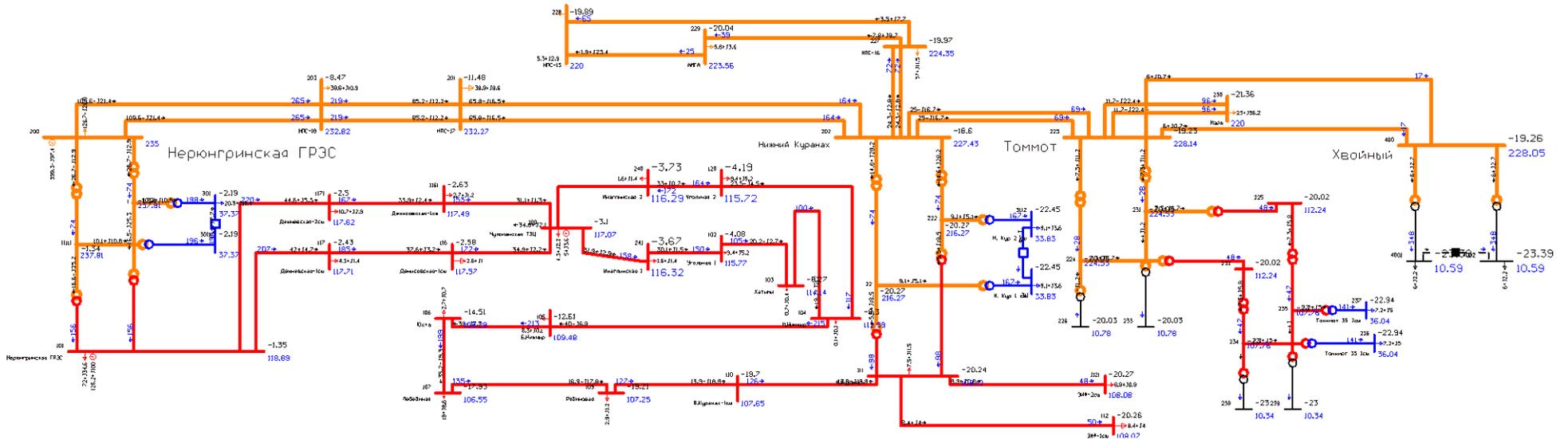


Рисунок 3.1– Вариант № 1. Нормальный режим.

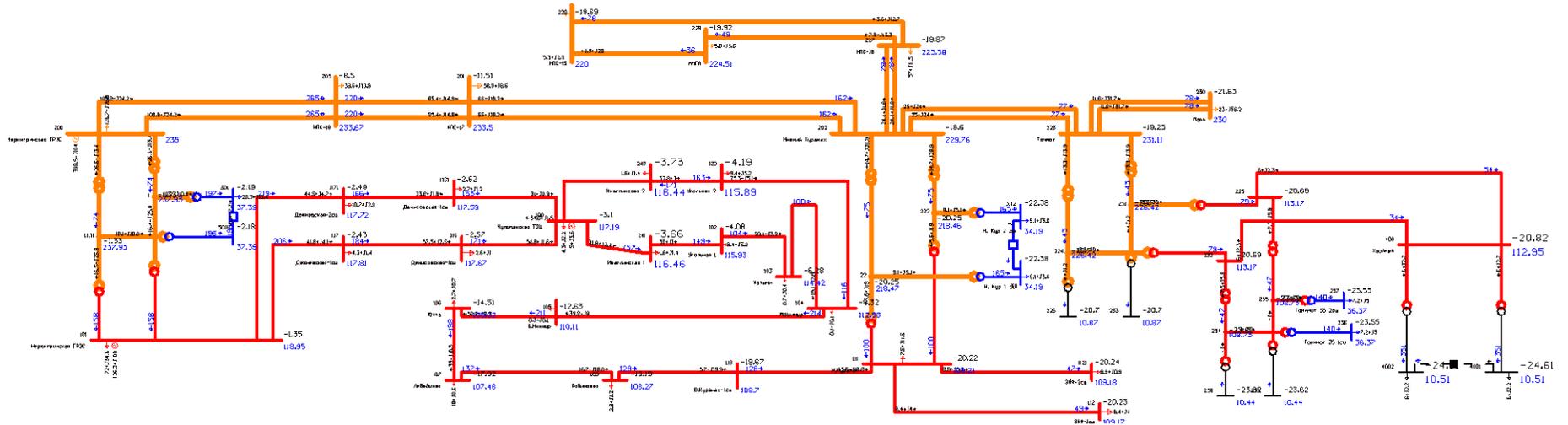


Рисунок 3.2 - Вариант № 2 нормальный режим

Таблица 3.3 - Вариант № 2. Расчёт нормального режима Таблица Узлы.

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	1		220					237,9
Нагр	22		220					218,5
Нагр	100	Чульманская ГЭЦ	110	4,3	2,2	5,0	3,6	117,2
Ген+	101	Нерюнгринская ГРЭС	110	72,0	34,6	126,2	100,0	118,9
Нагр	102	Угольная 1	110	9,4	5,2			115,9
Нагр	103	Хатыми	110	0,7	0,4			114,4
Нагр	104	М.Нимныр	110	0,1	0,1			113,0
Нагр	105	Б.Нимныр	110	0,3	0,1			110,1
Нагр	106	Юхта	110	2,7	0,7			109,0
Нагр	107	Лебединая	110	18,0	8,6			107,5
Нагр	109	Рябиновая	110	2,9	1,2			108,3
Нагр	110	В.Куранах-1сш	110					108,7
Нагр	111	Н,Куранах	110	7,5	11,5			109,2
Нагр	112	ЗИФ-1сш	110	8,4	4,0			109,2
Нагр	116	Денисовская- 1сш	110	2,6	1,0			117,7
Нагр	117	Дежневская- 1сш	110	4,3	1,4			117,8
Нагр	120	Угольная 2	110	9,4	5,2			115,9
База	200	Нерюнгринская ГРЭС	220	126,7	-28,8	399,5	104,0	235,0
Нагр	201	НПС-17	220	38,9	8,6			233,5
Нагр	202	Нижний Куранах	220					229,8
Нагр	203	НПС-18	220	39,6	10,9			233,7
Нагр	222		220					218,5
Нагр	223	Томмот	220					231,1
Нагр	224		220					226,4
Нагр	225		110					113,2
Нагр	226		10					10,9
Нагр	227	НПС-16	220	37,0	11,5			225,6
Ген	228	НПС-15	220	5,3	2,9		-54,6	220,0
Нагр	229	АМГА	220	5,8	3,6			224,5
Ген	230	Мая	220	23,0	56,2		-1,8	230,0
Нагр	231		220					226,4
Нагр	232		110					113,2
Нагр	233		10					10,9
Нагр	234		110					108,7
Нагр	235		110					108,7
Нагр	236	Томмот 35 1сш	35	7,2	5,0			36,4
Нагр	237	Томмот 35 2сш	35	7,2	5,0			36,4
Нагр	238		10					10,4

продолжение таблицы 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	239		10					10,4
Нагр	240	Инаглинская 2	110	1,6	1,4			116,4
Нагр	241	Инаглинская 1	110	1,6	1,4			116,5
Нагр	301		35	20,3	15,4			37,4
Нагр	311	Н. Кур 1 сш	35	9,1	3,6			34,2
Нагр	400	Хвойный	110					113,0
Нагр	1121	ЗИФ-2сш	110	8,9	0,9			109,2
Нагр	1161	Денисовская-1сш	110	2,7	1,2			117,6
Нагр	1171	Дежневская-2сш	110	10,7	2,9			117,7
Нагр	3011		35					37,4
Нагр	3112	Н. Кур 2 сш	35	9,1	3,6			34,2
Нагр	4001		10	6,0	2,2			10,5
Нагр	4002		10	6,0	2,2			10,5
Нагр	11111		220					237,9

Таблица 3.4 - Вариант № 2. Расчёт нормального режима Таблица Ветви

Тип	N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	Название	R	X	G	B	Kт/г	P <sub>нач</sub>	Q <sub>нач</sub>	I <sub>max</sub>	Идоп_ расч_ДДТН	I загр.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Выкл	3112	311	Н. Кур 2 сш - Н. Кур 1 сш						0,0	0,0	0,0		
Выкл	301	3011	-						10,1	7,7	196,0		
Выкл	4001	4002	-										
ЛЭП	107	106	Лебединая - Юхта	9,411	16,9		-92,6		35,0	-10,3	197,5		
ЛЭП	109	107	Рябиновая - Лебединая	5,39	9,3		-59,2		16,7	-18,8	136,8		
ЛЭП	117	101	Дежневская-1сш - Нерюнгринская ГРЭС	2,543	6,5		-42,9		41,8	4,1	206,1	657,9	31,3
ЛЭП	1161	1171	Денисовская-1сш - Дежневская-2сш	0,37	1,0		-6,3		33,8	1,8	166,3	657,9	25,3
ЛЭП	1171	101	Дежневская-2сш - Нерюнгринская ГРЭС	2,543	6,5		-42,9		44,5	4,7	219,5	657,9	33,4
ЛЭП	111	112	Н,Куранах - ЗИФ-1сш	0,324	0,6		-3,2		-8,4	-4,0	49,0		
ЛЭП	111	1121	Н,Куранах - ЗИФ-2сш	0,32	0,6		-3,2		-8,9	-0,8	47,4		
ЛЭП	116	117	Денисовская-1сш - Дежневская-1сш	0,373	1,0		-6,3		37,5	2,6	184,4	657,9	28,0
ЛЭП	100	1161	Чульманская ТЭЦ - Денисовская-1сш	1,44	3,7		-24,3		31,0	0,8	152,7	657,9	23,2
ЛЭП	100	116	Чульманская ТЭЦ - Денисовская-1сш	1,442	3,7		-24,3		34,8	1,6	171,5	657,9	26,1
ЛЭП	103	102	Хатыми - Угольная	12,65	22,8		-124,5		20,1	-3,2	104,4	490,2	21,3
ЛЭП	104	103	М.Нимныр - Хатыми	12,144	21,9		-119,5		19,1	-2,8	99,7	490,2	20,3
ЛЭП	105	104	Б.Нимныр - М.Нимныр	11,638	21,0		-114,5		39,8	-8,0	214,0	490,2	43,6
ЛЭП	106	105	Юхта - Б.Нимныр	5,009	9,0		-49,3		38,8	-8,7	211,3		
ЛЭП	201	202	НПС-17 - Нижний Куранах	22,56	99,6		-629,8		-66,0	19,2	169,9	915,9	18,5
ЛЭП	201	202	НПС-17 - Нижний Куранах	22,56	99,6		-629,8		-66,0	19,2	169,9	915,9	18,5

продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
ЛЭП	111	110	Н,Куранах - В.Куранах-1сш	2,53	4,6		-24,9		13,6	-19,8	128,1			
ЛЭП	110	109	В.Куранах-1сш - Рябиновая	2,278	3,9		-25,0		13,7	-19,9	129,4			
ЛЭП	202	223	Нижний Куранах - Томмот	4,55	20,4		-125,5		-25,0	24,0	87,2	915,9	9,5	
ЛЭП	202	223	Нижний Куранах - Томмот	4,55	20,4		-125,5		-25,0	24,0	87,2	915,9	9,5	
ЛЭП	202	227	Нижний Куранах - НПС-16	15,87	54,2		-341,5		-24,4	-1,8	78,4	915,9	8,6	
ЛЭП	202	227	Нижний Куранах - НПС-16	15,87	54,2		-341,5		-24,4	-1,8	78,4	915,9	8,6	
ЛЭП	227	228	НПС-16 - НПС-15	16,28	55,6		-350,0		-3,6	-12,7	78,1	915,9	8,5	
ЛЭП	227	229	НПС-16 - АМГА	3,96	13,5		-85,0		-7,8	-13,3	49,4	915,9	5,4	
ЛЭП	228	229	НПС-15 - АМГА	13,57	46,3		-292,0		1,9	28,0	73,5	915,9	8,0	
ЛЭП	200	203	Нерюнгринская ГРЭС - НПС-18	16,15	72,2		-445,0		-	109,8	24,2	276,2	915,9	30,2
ЛЭП	200	203	Нерюнгринская ГРЭС - НПС-18	16,15	72,2		-445,0		-	109,8	24,2	276,2	915,9	30,2
ЛЭП	201	203	НПС-17 - НПС-18	7,15	31,9		-197,0		85,4	-14,9	219,8	915,9	24,0	
ЛЭП	201	203	НПС-17 - НПС-18	7,15	31,9		-197,0		85,4	-14,9	219,8	915,9	24,0	
ЛЭП	223	230	Томмот - Майя	41,67	186,4		-		-11,6	31,7	84,3	915,9	9,2	
ЛЭП	223	230	Томмот - Майя	41,67	186,4		-		-11,6	31,7	84,3	915,9	9,2	
ЛЭП	100	240	Чульманская ТЭЦ - Инаглинская 2	2,35	4,4		-28,2		-34,6	-1,5	170,9	400,0	42,7	
ЛЭП	100	241	Чульманская ТЭЦ - Инаглинская 1	2,35	4,4		-28,2		-31,8	-2,4	157,2	400,0	39,3	

продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ЛЭП	240	120	Инаглинская 2 - Угольная 2	1,94	3,3		-20,8		-32,8	0,0	162,9	490,2	33,2
ЛЭП	241	102	Инаглинская 1 - Угольная 1	1,94	3,3		-20,8		-30,0	-1,0	149,0	490,2	30,4
ЛЭП	120	104	Угольная 2 - М.Нимныр	21,6	37,1		-231,0		-23,3	5,1	119,0	490,2	24,3
ЛЭП	232	400	- Хвойный	1,68	5,7		-39,3		-6,0	-2,3	33,9		
ЛЭП	225	400	- Хвойный	1,68	5,7		-39,3		-6,0	-2,3	33,9		
Тр-р	11111	3011	-	0,98	82,5		51,0	0,159	-10,1	-10,8	35,9		
Тр-р	1	301	-	0,981	82,5		51,0	0,159	-10,2	-10,9	36,1		
Тр-р	11111	101	- Нерюнгринская ГРЭС	0,49			42,6	0,5	-16,5	25,8	74,2		
Тр-р	222	3112	- Н. Кур 2 сш	1,4	193,1		23,0	0,159	-9,1	-5,1	27,5		
Тр-р	22	311	- Н. Кур 1 сш	1,4	193,1		23,0	0,159	-9,1	-5,1	27,5		
Тр-р	224	226	-	1,4	193,1		23,0	0,048	0,0	-1,2	3,0		
Тр-р	231	233	-	1,4	193,1		23,0	0,048	0,0	-1,2	3,0		
Тр-р	222	111	- Н,Куранах	1,4			19,0	0,5	-5,6	-19,0	52,3		
Тр-р	22	111	- Н,Куранах	1,433			19,0	0,5	-5,6	-19,0	52,3		
Тр-р	231	225	-	1,433			19,0	0,5	-13,3	-9,0	41,0		
Тр-р	224	232	-	1,433			19,0	0,5	-13,3	-9,0	41,0		
Тр-р	202	222	Нижний Куранах -	1,43	100,8		59,0	1	-14,7	-28,9	81,4		
Тр-р	223	224	Томмот -	1,43	100,8		59,0	1	-13,3	-13,9	48,1		
Тр-р	223	231	Томмот -	1,43	100,8		59,0	1	-13,3	-13,9	48,1		
Тр-р	234	238	-	2,6	52,0			0,096	0,0	0,0	0,0		
Тр-р	235	239	-	2,6	52,0			0,096	0,0	0,0	0,0		
Тр-р	234	236	- Томмот 35 1сш	2,6				0,335	-7,2	-5,0	46,7		
Тр-р	235	237	- Томмот 35 2сш	2,6				0,335	-7,2	-5,0	46,7		
Тр-р	232	234	-	2,6	88,9	1,7	12,0	1	-7,3	-5,8	47,3		
Тр-р	225	235	-	2,6	88,9	1,7	12,0	1	-7,3	-5,8	47,3		
Тр-р	1	101	- Нерюнгринская ГРЭС	0,491			42,6	0,5	-16,4	25,8	74,2		
Тр-р	200	11111	Нерюнгринская ГРЭС -	0,49	48,7		11,8	1	-26,6	13,4	73,2		
Тр-р	200	1	Нерюнгринская ГРЭС -	0,491	48,7		11,8	1	-26,6	13,4	73,2		

продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Гр-р	202	22	Нижний Куранах -	1,433	100,8		59,0	1	-14,7	-28,9	81,4		
Гр-р	400	4001	Хвойный -	7,95	139,0	1,1	5,3	0,096	-6,0	-2,7	33,9		
Гр-р	400	4002	Хвойный -	7,95	139	1,1	5,3	0,096	-6,0	-2,7	33,9		

Величина потерь активной мощности определённая в резиме максимальных нагрузок в RastrWin для рассматриваемых вариантов приведена на рисунках 3.3 и 3.4

N...	Район	Ноб	Pген	Pнаг	Dp	Pпотр	Pвн	Tс	Pн мин	Pн max	Pг мин	Pг max
1	1		531	509	21,28	531						

Рисунок 3.3– Потери в нормальном режиме вариант № 1

N...	Район	Ноб	Pген	Pнаг	Dp	Pпотр	Pвн	Tс	Pн мин	Pн max	Pг мин	Pг max
1	1		531	509	21,43	531						

Рисунок 3.4 – Потери в ПА режиме вариант № 2

Из указанных значений видно, что потери в варианте № 2 выше чем в варианте № 1 на 0,15 МВт (на 0,7%).

Для расчета послеаварийных режимов отключим одну из питающих ВЛ в вариантах № 1 и №2. Допустимый ток для ВЛ 220 кВ Томмот – Хвойный в варианте равен 610 А, а фактический в послеаварийном режиме - 35 А. Допустимый ток для ВЛ 110 кВ Томмот – Хвойный в варианте № 2 равен 390 А а фактический в ПА режиме - 71 А

Графическое представление результатов расчета послеаварийных режимов представлено на рисунках 4.5, 4.6. Результаты расчёта послеаварийных режимов в табличном виде приведены в приложении А.

Как видно из результатов расчёта нормальных и послеаварийных режимов оба варианта обеспечивают надёжное и качественное электроснабжение ПС Хвойный.

Для выбора оптимального варианта проведём их технико-экономическое сравнение.

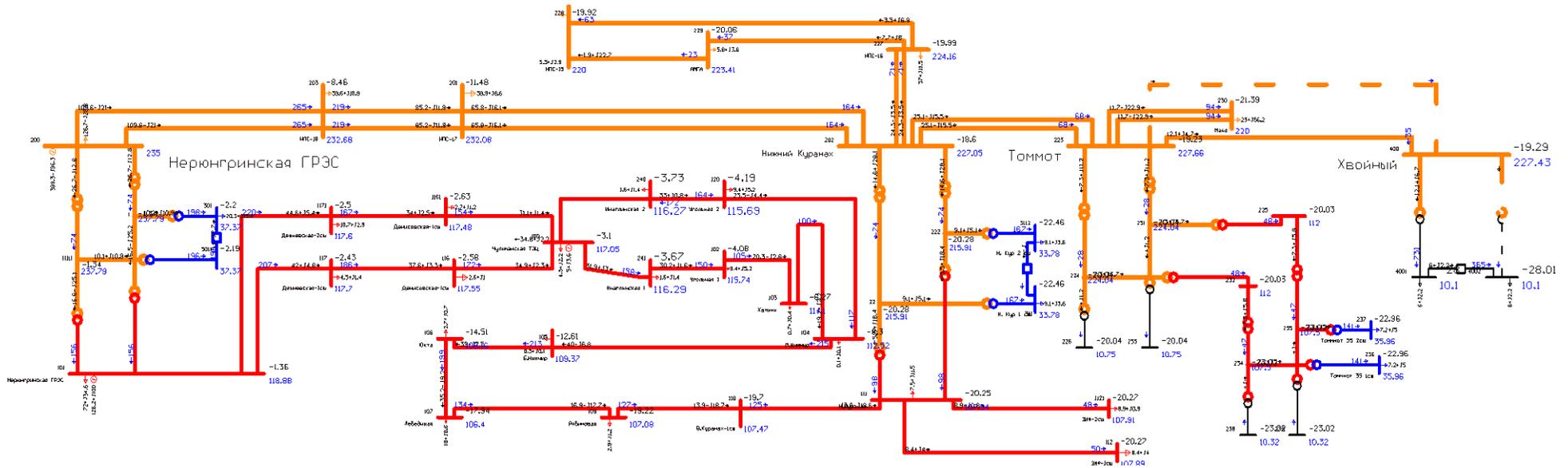


Рисунок 3.5 - Вариант № 1. Послеаварийный режим

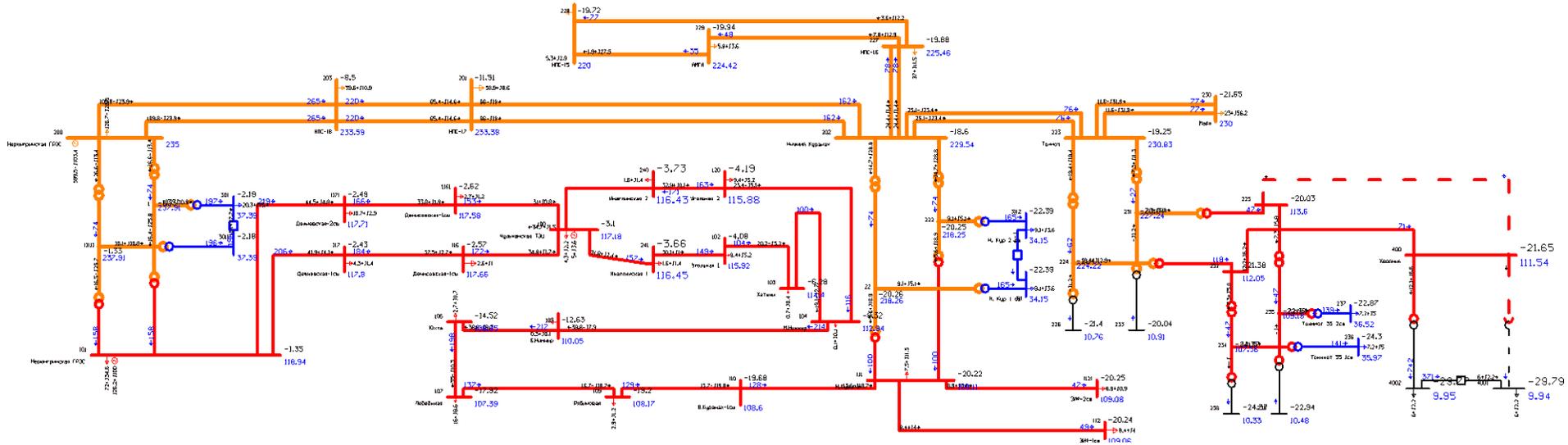


Рисунок 3.6 - Вариант № 2. Послеаварийный режим

## 4 ВЫБОР ВАРИАНТА ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПС ХВОЙНЫЙ

Для того чтобы окончательно выбрать из двух конкурентоспособных вариантов один, был произведен экономический расчет.

Для этого определяются капитальные вложения, издержки и приведённые затраты.

### 4.1 Определение капиталовложений

Капитальные вложения – расходы на строительство энергетического объекта. Расчет общих капитальных вложений сводится к суммированию стоимости оборудования ПС и ВЛ по формуле:

$$K = K_{ПС} + K_{ЛЭП}, \quad (4.1)$$

где  $K_{ПС}$  - капиталовложения на сооружение подстанций,

$K_{Л}$  - капиталовложения на сооружение линий электропередач.

Капиталовложения на подстанции зависят от значения номинального напряжения сети, схемы электрических соединений, вида отключающего оборудования на ВН (выключатели, отделители в комплекте с короткозамыкателями), количества и мощности устанавливаемых трансформаторов [39].

$$K_{ПС} = (K_{пост} + K_{ору} + K_{ку} + K_{тр}) \cdot K_{инфл}, \quad (4.2)$$

где  $K_{ору}$  - капиталовложения на сооружение распределительных устройств, тыс. руб.

$K_{ку}$  - капиталовложения на установку компенсирующих устройств, тыс. руб.

$K_{mp}$  - капиталовложения на покупку и монтаж силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд, тыс. руб.

$K_{пост}$  - постоянная часть затрат (стоимость земли, на которой будет производится строительство ПС, благоустройство земли, постройки на территории подстанции, заземления, средства пожарной безопасности, экологическое устройство).

$\cdot K_{инфл}$  - коэффициент инфляции. Принимается равным 6,5 [32].

Согласно [32] уровень инфляции относительно 2000 г составляет 650%

Капиталовложения на сооружение воздушных ЛЭП зависят от значения номинального напряжения, марки провода, материала, использованного при изготовлении провода и типа опор (одноцепные, двухцепные). В данные капитальные вложения входят затраты на изыскательные работы, организацию подготовительных работ по трассе, покупка опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, ОПН, приобретение кабелей, кабельных муфт, затраты на транспортировку, монтаж линии.

$$K_{ЛЭП} = \kappa_{уд} \cdot l, \quad (4.3)$$

где  $\kappa_{уд}$  - удельная стоимость одного километра сооружения воздушной линии, тыс. руб./км.

$l$  - длина линии, км.

Стоимость отвода земли не учитываем в ВКР, так как трассы прохождения принимаем одинаковыми.

Расчет произведен в ценах 2000 г. и представлен в таблице 4.1 (без учёта коэффициента инфляции), а в таблице 4.2 с учётом коэффициента инфляции.

Таблица 4.1 – Результаты расчёты капитальных вложений (без учёта коэффициента инфляции)

	Трансформаторы	Количество выключателей ВН	Схема РУ ВН	КУ	Линия	Длина, км	Марка
Вариант № 1							
	ТДН-10000/220 УХЛ1	4 шт. 220 кВ	220-4Н	2хУКРМ-10.5-1800- 600ф УЗ	ВЛ 220 кВ Томмот- Хвойный	14	АС-240
$K_{ПС}$	$K_{мп}$	$K_{пост}$	$K_{ору}$	$K_{ку}$		$K_{лэп}$	
98450	10700*2	26000	12500*4	1050	30730	2195*14	
Вариант № 2							
	ТДН-10000/110 УХЛ1	4 шт 110 кВ	110-4Н	2хУКРМ-10.5-1800- 600ф УЗ	ВЛ 110 кВ Томмот- Хвойный	14	АС-120
$K_{ПС}$	$K_{мп}$	$K_{пост}$	$K_{ору}$	$K_{ку}$		$K_{лэп}$	
48250	4100*2	11000	7000*4	1050	17920	1280*14	

Таблица 4.2– Капитальные вложения (с учётом коэффициента инфляции)

Номер варианта	$K_{ПС}$ , тыс. руб.	$K_{ЛЭП}$ , тыс. руб.	$K$ , тыс. руб.
1	639925	199745	839670
2	313625	116480	430105

#### 4.2 Определение эксплуатационных издержек

Затраты на обслуживание и починку электрического оборудования, рассчитываются по формуле:

$$I_{\text{экс}} = \sum a_{\text{экс}} \cdot K, \quad (4.4)$$

где  $a_{\text{экс}}$  - ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание сети,  $a_{\text{амтс}} = 5.25\%$ ,  $a_{\text{амвлэп}} = 0.65\%$ .

Результаты расчёта эксплуатационных издержек приведены в таблице 5.3.

Таблица 4.3 – Результаты расчёта эксплуатационных издержек

Вариант	Иэкс ПС, тыс. руб.	Иэкс ВЛ, тыс. руб.	Иэкс, тыс. руб.
1	33596,1	1298,343	34894,41
2	16465,3	757,12	17222,43

Амортизационные отчисления содержат в себе средства, которые служат для замены изношенного и морально устаревшего оборудования, и производится по выражению:

$$I_A = \frac{K}{T_{\text{сл}}}, \quad (4.5)$$

где  $T_{\text{сл}}$  - срок службы оборудования, в проекте принято  $T_{\text{сл}} = 20$  лет.

Затраты на потери электроэнергии определяются по формуле:

$$I_{\Delta W} = c_{\Delta W} \cdot \Delta W, \quad (4.6)$$

где  $c_{\Delta W}$  удельная стоимость потерь электроэнергии на территории Республики Саха Якутия, на 1 января 2022 г принята 2,5 тыс. руб./МВт·ч [Сайт ДРСК].

$\Delta W$  - потери электроэнергии в элементах сети, используются из ПВК RastrWin3.

Суммарные издержки определяются путём суммирования трёх ранее определённых показателей:

$$I = I_{\text{экс}} + I_{\text{АМ}} + I_{\Delta W}. \quad (4.7)$$

Таблица 25 – Результаты расчёта суммарных издержек

Вид издержек	Вариант № 1	Схема № 2
$I_{\text{АМ}}$ , тыс. руб.	41983,5	21505,3
$I_{\text{экс}}$ , тыс. руб.	34894,4	17222,4
$I_{\Delta W}$ , тыс. руб.	39000,0	41437,5
$I$ , тыс. руб.	115877,9	80165,2

### 4.3 Определение приведённых затрат

Приведённые затраты определяются по формуле:

$$Z_{\text{ср}} = E \cdot K + I, \quad (4.8)$$

где  $K$  - капитальные вложения в строительство сети, тыс.руб.

$I$  - эксплуатационные издержки, тыс. руб.,  
 $E$  - Нормативный коэффициент эффективности (равен 10 % согласно [40]).

Для выбранной схемы:

$$Z_1 = 199844,9 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_2 = 123175,7 \text{ тыс. руб.}$$

Как видно из приведенных результатов, приведённые затраты по варианту № 2 ниже чем по варианту № 1 на 38,4 %, а капитальные затраты по варианту № 2 ниже чем по варианту № 1 на 48%.

Таким образом, строительство и подключение ПС Хвойный выгоднее выполнить по варианту № 2.

Для выбранного варианта выполним расчёт токов короткого замыкания, выбор оборудования, расчёт системы молниезащиты ПС и заземления, а так же опишем раздел безопасность и экологичность.

## 5 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ выполняется для определения величин токов, необходимых для выбора оборудования, расчета уставок срабатывания и проверки чувствительности защит.

Для расчёта симметричного КЗ используется схема замещения, в которой мы первоначально учитываем все элементы только индуктивными сопротивлениями, пренебрегая при этом активными сопротивлениями. Таким образом, схема замещения содержит только сопротивления и ЭДС.

В настоящей ВКР расчёт ТКЗ выполняется в ПВК RastrKZ, который в настоящее время входит в состав в составе RastrWin 3.

### 5.1. Описание программного комплекса для расчета ТКЗ

Программный комплекс RastrKZ предназначен для расчета токов коротких замыканий и несимметричных режимов.

В настоящее время в составе RastrWin реализованы функции [19]: по расчету металлических КЗ 1, 2, 3, 1.1, одно и многократных, учету взаимоиנדукции линий, учету мнимых коэффициентов трансформации и прочими.

Для выполнения расчётов необходимо составление схемы замещения и расчёт её параметров. Параметры элементов схем замещения в ПВК RastrWin 3 задаются в именованных единицах (Ом, кВ) без приведения значений параметров расчетных схем к одной ступени напряжения сети и с учетом фактических коэффициентов трансформации силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

При расчете начального значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ ( $I_{п0}$ ) должны быть учтены все синхронные генераторы и компенсаторы, а также синхронные и асинхронные электродвигатели мощностью 100 кВт и более, если эти электродвигатели не отделены от точки КЗ токоограничивающими реакторами или силовыми трансформаторами.

Для расчётов несимметричных режимов необходимо создать файл «динамика.rst».

Исходные данные представляют собой параметры схемы замещения прямой, обратной, и нулевой последовательности, по узлам, ветвям и генераторам.

Все исходные данные вводятся в таблицы Узлы/Несим/ИД, Ветви/Несим/ИД, Генератор/Несим, которые находятся во вкладке Открыть/Несимметрия. [14]

Исходные данные задаются с помощью стандартного табличного ввода ПВК RastWin. Параметры схем замещения вводятся в именованных единицах.

Для генераторов нужно указать номер агрегата «N агр» и номер узла «N узла», к которому присоединен агрегат. Колонку ЭДС генератора, для расчета ТКЗ «E» заполняем значениями, полученными в результате соответствующего расчёта.

В таблице «Состав/Несим» (рисунок 5.1) задаётся точка несимметрии, тип несимметрии (или вид тока КЗ). В колонках «№» и «№ сост» указываем номер несимметрии и номер составляющей несимметрии. В колонке «Тип» необходимо выбрать вид короткого замыкания (трёхфазное, двухфазное, однофазное). Для указания места короткого замыкания используем колонку «П1», в ней задается номер узла в котором произойдет несимметрия. Выполняется расчёт ТКЗ в точке № 1 нажатием кнопки  [14].

Для расчета токов при несимметричных КЗ используется метод симметричных составляющих. При этом кроме схемы замещения прямой последовательности для расчета двухфазного КЗ необходимо составить схему замещения обратной последовательности, а для расчета однофазного и двухфазного КЗ на землю - также схему замещения нулевой последовательности.

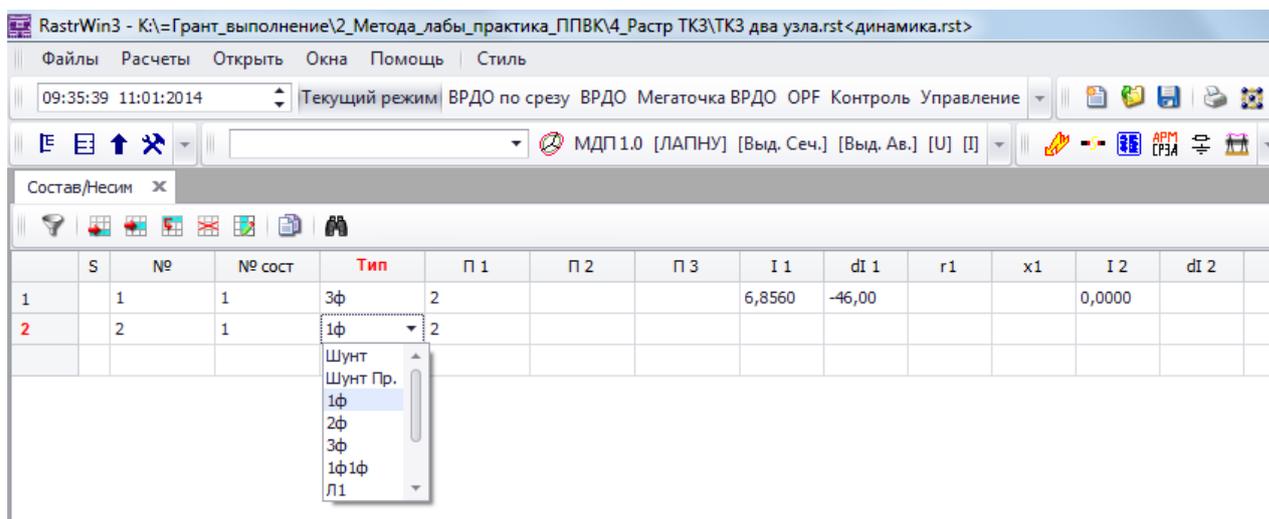


Рисунок 5.1 – Таблица «Состав/Несим».

Схема замещения обратной последовательности по конфигурации аналогична схеме замещения прямой последовательности, т.е. в ней должны быть представлены все элементы исходной расчетной схемы.

## 5.2. Расчеты токов КЗ

Для разматываемого участка сети ЮЯЭР параметры узлов для расчёта токов КЗ приведены в таблице 5.1. Параметры ветвей для расчёта токов КЗ приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.1 - Параметры узлов для расчёта токов КЗ

Тип0	Номер	Название	U ном
1	2	3	4
зак	231		242
зак	230	Майя	242
зак	203	НПС-18	242
зак	229	АМГА	242
зак	228	НПС-15	242
зак	227	НПС-16	242
зак	202	Нижний Куранах	242
зак	201	НПС-17	242
зак	200	Нерюнгринская ГРЭС	242
зак	22		242
зак	222		242
зак	1		242
зак	11111		242
зак	223	Томмот	242
зак	224		242
зак	400	Хвойный	121
зак	240	Инаглинская 2	121
зак	241	Инаглинская 1	121

продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4
зак	232		121
зак	225		121
зак	234		121
зак	235		121
зак	1171	Дежневская-2сш	121
зак	117	Дежневская-1сш	121
зак	1161	Денисовская-1сш	121
зак	116	Денисовская-1сш	121
зак	1121	ЗИФ-2сш	121
зак	112	ЗИФ-1сш	121
зак	111	Н,Куранах	121
зак	110	В.Куранах-1сш	121
зак	109	Рябиновая	121
зак	107	Лебединый	121
зак	106	Юхта	121
зак	105	Б.Нимныр	121
зак	104	М.Нимныр	121
зак	103	Хатыми	121
зак	102	Угольная 1	121
зак	120	Угольная 2	121
зак	101	Нерюнгринская ГРЭС	121
зак	100	Чульманская ТЭЦ	121
зак	301		38,5
зак	3011		38,5
зак	236	Томммот 35 1сш	38,5
зак	237	Томммот 35 2сш	38,5
зак	311	Н. Кур 1 сш	38,5
зак	3112	Н. Кур 2 сш	38,5
у	4002		10
у	4001		10
у	233		10
у	226		10
у	238		10
у	239		10

Таблица 5.2 - Параметры ветвей для расчёта токов КЗ

Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	Кт/г	x0
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Выкл	False	Выкл	3112	311		Н. Кур 2 сш - Н. Кур 1 сш						
Выкл	False	Выкл	301	3011		-						
Выкл	False	Выкл	4001	4002		-						
ЛЭП	False	ЛЭП	107	106		Лебединый - Юхта	9,411	16,949		-92,616		50,847
ЛЭП	False	ЛЭП	109	107		Рябиновая - Лебединый	5,39	9,306		-59,18		27,918
ЛЭП	False	ЛЭП	117	101		Дежневская-1сш - Нерюнгринская ГРЭС	2,543	6,538		-42,908		19,614
ЛЭП	False	ЛЭП	1161	1171		Денисовская-1сш - Дежневская-2сш	0,37	0,96		-6,3		2,88
ЛЭП	False	ЛЭП	1171	101		Дежневская-2сш - Нерюнгринская ГРЭС	2,543	6,538		-42,908		19,614
ЛЭП	False	ЛЭП	111	112		Н,Куранах - ЗИФ-1сш	0,324	0,596		-3,216		1,788
ЛЭП	False	ЛЭП	111	1121		Н,Куранах - ЗИФ-2сш	0,32	0,6		-3,2		1,8
ЛЭП	False	ЛЭП	116	117		Денисовская-1сш - Дежневская-1сш	0,373	0,958		-6,3		2,874
ЛЭП	False	ЛЭП	100	1161		Чульманская ТЭЦ - Денисовская-1сш	1,44	3,71		-24,3		11,13
ЛЭП	False	ЛЭП	100	116		Чульманская ТЭЦ - Денисовская-1сш	1,442	3,707		-24,324		11,121
ЛЭП	False	ЛЭП	103	102		Хатыми - Угольная 1	12,65	22,781		-		68,343
ЛЭП	False	ЛЭП	104	103		М.Нимныр - Хатыми	12,144	21,87		-		65,61
ЛЭП	False	ЛЭП	105	104		Б.Нимныр - М.Нимныр	11,638	20,959		-		62,877
ЛЭП	False	ЛЭП	106	105		Юхта - Б.Нимныр	5,009	9,022		-49,296		27,066
ЛЭП	False	ЛЭП	201	202	1	НПС-17 - Нижний Куранах	22,56	99,64		-629,8		298,92
ЛЭП	False	ЛЭП	201	202	2	НПС-17 - Нижний Куранах	22,56	99,64		-629,8		298,92

продолжение таблицы 5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ЛЭП	False	ЛЭП	111	110		Н,Куранах - В.Куранах-1сш	2,53	4,556		-24,89		13,6
ЛЭП	False	ЛЭП	110	109		В.Куранах-1сш - Рябиновая	2,278	3,933		-25,017		11,799
ЛЭП	False	ЛЭП	202	223		Нижний Куранах - Томмот	4,55	20,35		-125,5		61,05
ЛЭП	False	ЛЭП	202	223		Нижний Куранах - Томмот	4,55	20,35		-125,5		61,05
ЛЭП	False	ЛЭП	202	227		Нижний Куранах - НПС-16	15,87	54,16		-341,5		162,48
ЛЭП	False	ЛЭП	202	227		Нижний Куранах - НПС-16	15,87	54,16		-341,5		162,48
ЛЭП	False	ЛЭП	227	228		НПС-16 - НПС-15	16,28	55,6		-350		166,8
ЛЭП	False	ЛЭП	227	229		НПС-16 - АМГА	3,96	13,53		-85		40,59
ЛЭП	False	ЛЭП	228	229		НПС-15 - АМГА	13,57	46,3		-292		138,9
ЛЭП	False	ЛЭП	200	203		Нерюнгринская ГРЭС - НПС-18	16,15	72,17		-445		216,51
ЛЭП	False	ЛЭП	200	203		Нерюнгринская ГРЭС - НПС-18	16,15	72,17		-445		216,51
ЛЭП	False	ЛЭП	201	203		НПС-17 - НПС-18	7,15	31,9		-197		95,7
ЛЭП	False	ЛЭП	201	203		НПС-17 - НПС-18	7,15	31,9		-197		95,7
ЛЭП	False	ЛЭП	223	230	1	Томмот - Майя	41,67	186,44		-	1149,79	559,32
ЛЭП	False	ЛЭП	223	230	2	Томмот - Майя	41,67	186,44		-	1149,79	559,32
ЛЭП	False	ЛЭП	100	240		Чульманская ТЭЦ - Инаглинская 2	2,35	4,44		-28,2		13,32
ЛЭП	False	ЛЭП	100	241		Чульманская ТЭЦ - Инаглинская 1	2,35	4,44		-28,2		13,32
ЛЭП	False	ЛЭП	240	120		Инаглинская 2 - Угольная 2	1,94	3,33		-20,8		9,99
ЛЭП	False	ЛЭП	241	102		Инаглинская 1 - Угольная 1	1,94	3,33		-20,8		9,99
ЛЭП	False	ЛЭП	120	104		Угольная 2 - М.Нимныр	21,6	37,1		-231		111,3
ЛЭП	False	ЛЭП	232	400		- Хвойный	1,68	5,67		-39,3		17,01
ЛЭП	False	ЛЭП	225	400		- Хвойный	1,68	5,67		-39,3		17,01

продолжение таблицы 5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Тр-р	False	Тр-р	11111	3011		-	0,98	82,52		51	0,159	
Тр-р	False	Тр-р	1	301		-	0,981	82,524		51	0,159	
Тр-р	False	Тр-р	11111	101		- Нерюнгринская ГРЭС	0,49			42,6	0,5	
Тр-р	False	Тр-р	222	3112		- Н. Кур 2 сш	1,4	193,12		23	0,159	
Тр-р	False	Тр-р	22	311		- Н. Кур 1 сш	1,4	193,12		23	0,159	
Тр-р	False	Тр-р	224	226		-	1,4	193,12		23	0,048	
Тр-р	False	Тр-р	231	233		-	1,4	193,12		23	0,048	
Тр-р	False	Тр-р	222	111		- Н,Куранах	1,4			19	0,5	
Тр-р	False	Тр-р	22	111		- Н,Куранах	1,433			19	0,5	
Тр-р	False	Тр-р	231	225		-	1,433			19	0,5	
Тр-р	False	Тр-р	224	232		-	1,433			19	0,5	
Тр-р	False	Тр-р	202	222		Нижний Куранах -	1,43	100,76		59	1	
Тр-р	False	Тр-р	223	224		Томмот -	1,43	100,76		59	1	
Тр-р	False	Тр-р	223	231		Томмот -	1,43	100,76		59	1	
Тр-р	False	Тр-р	234	238		-	2,6	52			0,096	
Тр-р	False	Тр-р	235	239		-	2,6	52			0,096	
Тр-р	False	Тр-р	234	236		- Томмот 35 1сш	2,6				0,335	
Тр-р	False	Тр-р	235	237		- Томмот 35 2сш	2,6				0,335	
Тр-р	False	Тр-р	232	234		-	2,6	88,9	1,7	12	1	
Тр-р	False	Тр-р	225	235		-	2,6	88,9	1,7	12	1	
Тр-р	False	Тр-р	1	101		- Нерюнгринская ГРЭС	0,491			42,6	0,5	
Тр-р	False	Тр-р	200	11111		Нерюнгринская ГРЭС -	0,49	48,67		11,8	1	
Тр-р	False	Тр-р	200	1		Нерюнгринская ГРЭС -	0,491	48,668		11,8	1	
Тр-р	False	Тр-р	202	22		Нижний Куранах -	1,433	100,76		59	1	
Тр-р	False	Тр-р	400	4001		Хвойный -	7,95	139	1,1	5,3	0,096	
Тр-р	False	Тр-р	400	4002		Хвойный -	7,95	139	1,1	5,3	0,096	

Параметры моделирования генераторов приведены в таблице 5.3

Таблица 5.3 - Параметры моделирования генераторов для расчёта токов КЗ

N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1	в.ген.у. Нерюнгринская ГРЭС	101		7,8					115
2	в.ген.у. Нерюнгринская ГРЭС	200		14,7					230
3	в.ген.у. НПС-15	228		88					230
4	в.ген.у. Майя	230		132					230

Результаты расчёта токов КЗ для стороны ВН ПС Хвойный приведены на рисунках 5.2 – 5.5.

S	NR	NR сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2
1	1	1	3ф	400					2.6848	-84.14						

Рисунок 5.2 – Результаты расчёт тока трёхфазного КЗ на шинах ВН ПС Хвойный в табличном виде

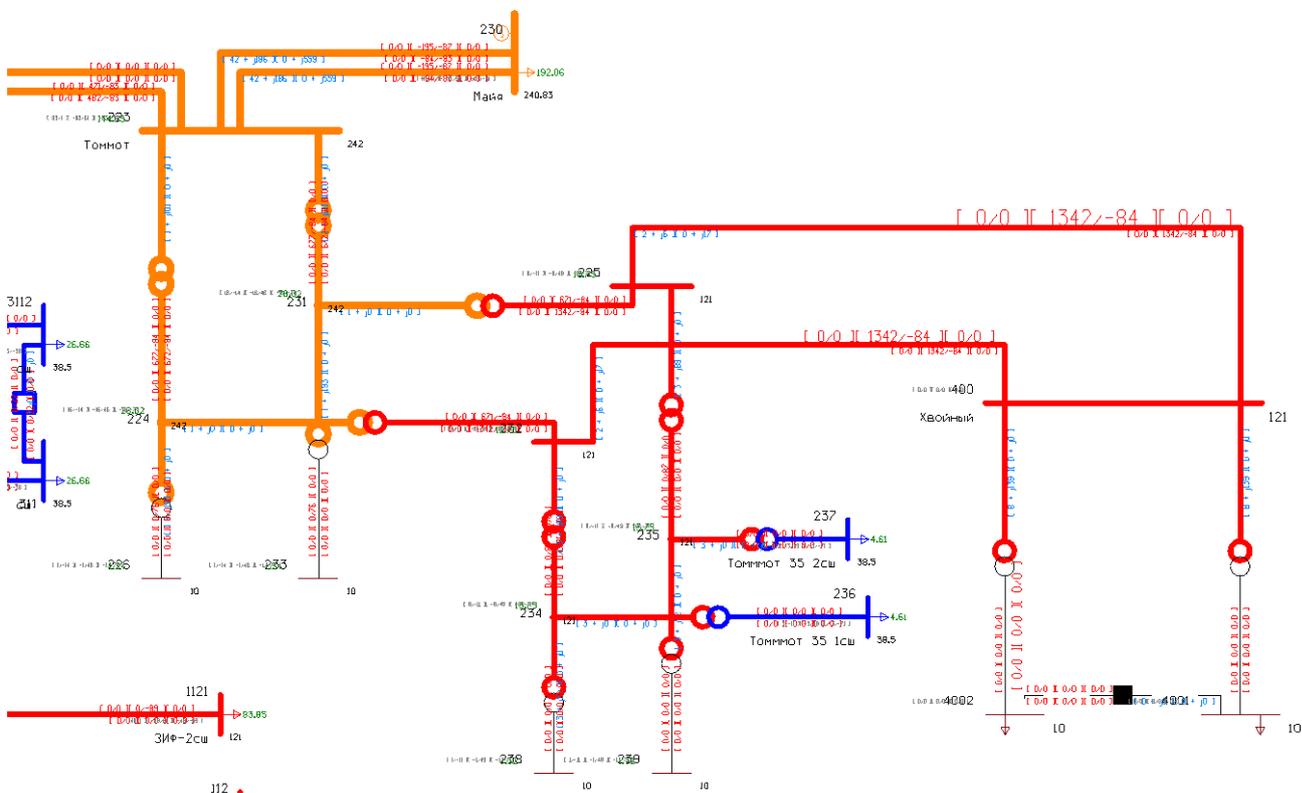


Рисунок 5.3 – Результаты расчёт тока трёхфазного КЗ на шинах ВН ПС Хвойный в графическом виде

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0	r0	x0
1	1	1	2Ф	400					1,3424	-84,14			-1,3424	-84,14						

Рисунок 5.4 – Результаты расчёт тока двухфазного КЗ на шинах ВН ПС Хвойный

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0	r0	x0
1	1	1	1Ф	400					1,3424	-84,14			1,3424	-84,14			1,3424	-84,14		

Рисунок 5.5 – Результаты расчёт тока однофазного КЗ на шинах ВН ПС Хвойный

Результаты расчёта токов КЗ для стороны НН ПС Хвойный приведены на рисунках 5.6 – 5.8.

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0	r0	x0
1	1	1	3Ф	4,002					5,0623	-87,76										

выбрана 1 запись из 1

Рисунок 5.6 – Результаты расчёт тока трёхфазного КЗ на шинах НН ПС Хвойный в табличном виде

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0	r0	x0
1	1	1	2Ф	4 002					2,5312	-87,76			-2,5312	-87,76						

Рисунок 5.7 – Результаты расчёт тока двух фазного КЗ на шинах НН ПС Хвойный

По результатам выполненных расчётов проведены расчёты других значений для дальнейшего выбора оборудования

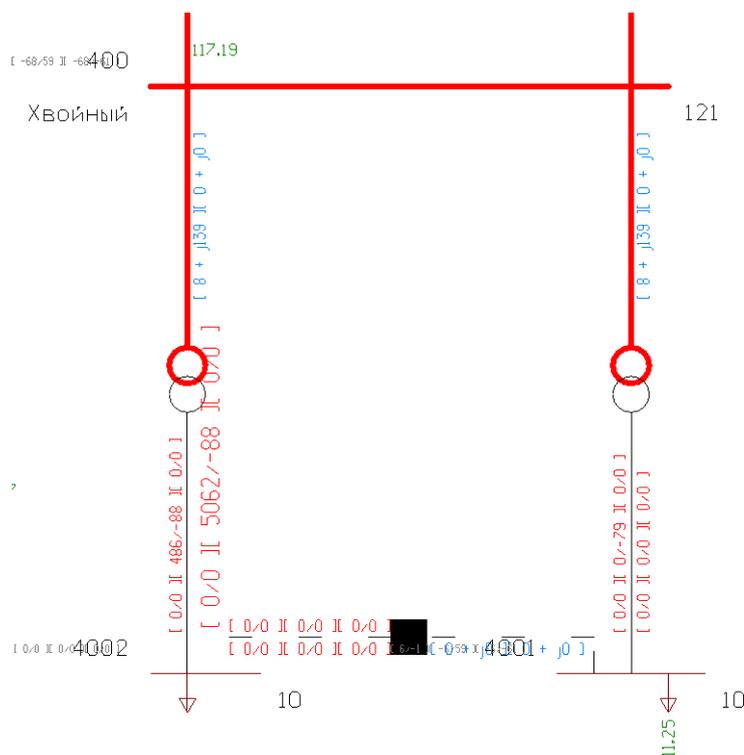


Рисунок 5.8 – Результаты расчёт тока трёхфазного КЗ на шинах НН ПС Хвойный в графическом виде

Ударный ток КЗ определим по выражению:

$$i_{уд} = \sqrt{2}I_{ПО} \cdot k_{уд}, \quad (5.1)$$

где  $I_{ПО}$  – ток трёхфазного КЗ в начальный момент времени.

$k_{уд}$  – средние значения ударного коэффициента принимаемое на основании [15] 1,717

Ток КЗ в момент отключения выключателя определялись по выражению:

$$i_{ат} = \sqrt{2}I_{ПО} \cdot e^{-\tau/Ta}, \quad (5.2)$$

где  $\tau$  – время отключения выключателя.

$Ta$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ (принимается по данным [15])

Таким образом, используя программу RasrtWin, определены токи короткого замыкания на шинах проектируемой ПС Хвойный, а так же показатели, необходимые для выбора оборудования.

Результаты расчёта токов КЗ на шинах ВН и НН ПС Хвойный приведены в таблице 5.4.

Таблица – 5.4 Токи КЗ на шинах ПС Хвойный.

Вид КЗ	Ток в расчетной точке, кА	
	ВН	НН
То КЗ в начальный момент времени	2,68	5,06
Ток КЗ в момент отключения выключателя	1,26	2,38
Ударный тока КЗ	6,4	12,2

Далее на основании полученных результатов рассчитаем уставки РЗА для трансформатора ПС Хвойный и выполним раздел с выбором оборудования.

## 6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ ХВОЙНЫЙ

### 6.1 Назначение и основные типы защиты трансформаторов

Согласно [26], для трансформаторов и автотрансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла.

Расчет и выбор защиты производим для трансформатора ПС Хвойный.

Трансформатор номинальной мощностью 10 МВА имеет номинальные напряжения 110/10 кВ.

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на выводах трансформатора ПС Хвойный устанавливается продольная дифференциальная защита. В качестве дополнительной защиты и защиты от протекания токов внешних КЗ устанавливается максимальная токовая защита. Аналогично МТЗ предусматривается защита от перегрузки, действующая на сигнал или на отключение. Также устанавливается газовая защита с действием на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

В настоящее время используются релейные защиты на микропроцессорной технике. Принимаем устройство микропроцессорной защиты фирмы «РАДИУС Автоматика» - терминал «Сириус-Т». Терминал предназначен для выполнения функции основной защиты двухобмоточного трансформатора с высшим напряжением 35-220 кВ.

Терминал «Сириус-Т» реализует следующие функции:

1. Двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (ДЗТ-1 - быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 - чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания);

2. Прием сигналов газовой защиты трансформатора;
3. Прием сигналов газовой защиты РПН;
4. Прием сигналов от технологических защит трансформатора;
5. Защита трансформатора от перегрузки.

Уставка ДЗТ-1 должна выбираться из двух условий [32].

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора;
- отстройки от максимального первичного тока небаланса при

переходном режиме расчетного внешнего КЗ.

Таблица 6.1 – Расчет дифференциальной токовой защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		110 кВ	10 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, кА	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,26$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 578$
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	$k_I$	100/5	600/5
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{номВ} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{k_I}$	$\frac{50 \cdot 1}{20} = 2,5$	$\frac{578 \cdot 1}{120} = 4,81$
Принятые значения	$I_{номВН}, I_{номНН}$	2,5	4,81
Диапазон РПН		16,2 %	

*Отстройка от броска намагничивающего тока.*

При включении силового трансформатора со стороны высшего напряжения отношение амплитуды броска тока намагничивания к амплитуде номинального тока защищаемого трансформатора не превышает 5. Это соответствует отношению амплитуды броска тока намагничивания к

действующему значению номинального тока первой гармоники, равному  $5 \cdot \sqrt{2} = 7$ . Отсечка реагирует на мгновенное значение дифференциального тока и на первую гармонику этого же тока. Уставка по мгновенному значению равна  $2,5 \times I_{\text{диф}}/I_{\text{ном}}$ . Минимально возможная уставка по первой гармонике  $I_{\text{диф}}/I_{\text{ном}}$  равна 4, что соответствует  $2,5 \cdot 4 = 10$   $3,2 \cdot 4 = 12,8$  по отношению амплитуды к действующему значению или  $10/\sqrt{2} = 7$   $12,8/1,4 = 9,1$  по отношению амплитуд. Сравнение полученных значений свидетельствует об отстройке отсечки по мгновенным значениям от возможных бросков тока намагничивания.

Расчеты показывают, что действующее значение первой гармоники броска тока намагничивания не превышает 0,35 от амплитуды броска. Если амплитуда равна семи действующим значениям номинального тока, то действующее значение первой гармоники равно  $7 \times 0,35 = 2,46$ . Следовательно, даже при минимальной уставке в  $4 \times I_{\text{ном}}$  отсечка отстроена от бросков тока намагничивания и при реагировании на первую гармонику дифференциального тока.

*Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.*

Существуют формулы для такой отстройки, учитывающие все три составляющие тока небаланса. Однако при небольших предельных кратностях отечественных трансформаторов тока амплитуда тока небаланса может достигать амплитуды максимального тока внешнего КЗ. В этих условиях рекомендуется выбирать уставку по условию:

$$I_{\text{диф}}/I_{\text{ном}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}(1)} \cdot I_{\text{кз.вн.макс}^*}, \quad (6.1)$$

где  $K_{\text{нб}(1)}$  - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ;

$K_{\text{отс}}$  - коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$I_{\text{кз.вн.макс}^*}$  - отношение тока внешнего расчетного КЗ к номинальному току трансформатора.

Если и на стороне ВН, и на стороне НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать  $K_{нб(1)} = 0,7$ . Если на стороне ВН используются ТТ с вторичным номинальным током 1 А, то следует принимать  $K_{нб(1)} = 1,0$ .

$$I_{диф} / I_{ном} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 22,4 = 18,8 \geq 8,6.$$

Принимаем уставку 19.

## 6.2 Дифференциальная защита

Выбору подлежат:

$I_{д1}/I_{ном}$  - базовая уставка ступени;

$K_{торм}$  - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$I_{т2}/I_{ном}$  - вторая точка излома тормозной характеристики;

$I_{дг2}/I_{дг1}$  - уставка блокировки от второй гармоники.

Базовая уставка  $I_{д1}/I_{ном}$  определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты. Следует стремиться иметь уставку в пределах 0,3 - 0,5 для обеспечения чувствительности к полным витковым замыканиям в переплетенных обмотках и к межкатушечным замыканиям в любых обмотках.

Коэффициент торможения должен обеспечить несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики (примерно от 1,0 до 3,0  $I_{ном}$ ). Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АВР секционных выключателей, АПВ питающих линий.

Расчетный ток небаланса, порождаемый сквозным током, состоит из трех составляющих:

$$I_{нб.расч.} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв}. \quad (6.2)$$

В первом слагаемом (обусловленным погрешностями трансформаторов тока):  $K_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходный режим;  $K_{одн}$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока;  $\varepsilon$  - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме.

Несмотря на относительно небольшие уровни сквозных токов рекомендуется принимать:  $K_{одн} = 1,0$ ;  $\varepsilon = 0,1$ ;  $K_{пер} = 2,5$ , если доля двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора более 50 % или  $K_{пер} = 2,0$ , если доля двигательной нагрузки менее 50 %.

Второе слагаемое обусловлено наличием РПН. В устройстве имеется автоматическая подстройка под существующий коэффициент трансформации силового трансформатора. Однако подстройка действует медленно и действует лишь при нагрузке трансформатора свыше 30 %. При малых нагрузках подстройка отключена. Поэтому за расчетный следует принимать случай недействия подстройки и считать  $\Delta U_{рпн}$  равным полному размаху РПН. Очевидно, что действие подстройки создаст дополнительный запас по отстройке от тока небаланса.

Третье слагаемое обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН - округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства. По данным фирмы-изготовителя расчетное значение можно принимать  $\Delta f_{добав} = 0,04$ .

Для надежной отстройки от тока небаланса, подсчитанного по (6.2), следует его умножить на коэффициент отстройки  $K_{отс}$ , который следует принимать равным 1,1 - 1,3.

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток  $I_{скв}$ , он может вызвать дифференциальный ток:

$$I_{диф} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв} = 1,2 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,135 + 0,04) \cdot 3,465 = 1,559 \quad (6.3)$$

Введем понятие коэффициента снижения тормозного тока, рассчитывается по формуле:

$$K_{сн.т.} = \sqrt{1 - (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав})} = \sqrt{1 - (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,135 + 0,04)} = 0,791 \quad (6.4)$$

Для надежного несрабатывания реле, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$K_{ТОРМ} = \frac{100 \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав})}{K_{сн.т.}} = \frac{100 \cdot 1,2 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,135 + 0,04)}{0,791} = 56,89 \quad (6.5)$$

Принимаем  $K_{ТОРМ} = 57$ .

Вторая точка излома тормозной характеристики.

$I_{Т2}/I_{НОМ}$  определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ( $I_T/I_{НОМ} = 1$ ), режим допустимых длительных перегрузок ( $I_T/I_{НОМ} = 1,3$ ). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется уставка  $I_{Т2}/I_{НОМ} = 1,5-2$ .

Принимаем  $I_{Т2}/I_{НОМ} = 1,5$ .

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически и равна:

$$I_{m1} / I_{ном} = \frac{(I_{\partial 1} / I_{ном}) \cdot 100}{K_{торм}} = \frac{0,3 \cdot 50,26}{57} = 0,26 \leq 1,5. \quad (6.6)$$

При больших уставках ( $I_{д1}/I_{ном}$ ) следует убедиться, что первая точка не заходит за вторую.

Уставка блокировки от второй гармоники  $I_{дг2}/I_{дг1}$  на основании опыта фирм, давно использующих такие защиты, рекомендуется на уровне 12-15 %, принимаем значение  $I_{дг2}/I_{дг1} = 0,15$ .

#### *Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3)*

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ( $I_{д1}/I_{ном}$ ), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Рекомендуемые значения уставок:

$$I_{д}/I_{ном} = 0,1;$$

$$T = 10 \text{ сек.}$$

Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток. Для удобства пользования можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН.

Произведем расчет контроля перегрузки и включения обдува трансформатора для стороны ВН.

Уставка сигнала перегрузки принимается равной, А:

$$I_{с.з.пер.} = K_{отс} \cdot \frac{I_{ном.}}{K_{в}}, \quad (6.7)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимаем равным 1,05;

$K_{в}$  – коэффициент возврата, в данном устройстве равен 0,95.

$$I_{с.з.пер.ВН} = K_{отс} \cdot \frac{I_{ном.ВН}}{K_г} = 1,05 \cdot \frac{50,26}{0,95} = 55,5,$$

$$I_{с.р.пер.ВН} = \frac{I_{с.з.пер.ВН}}{K_I} = \frac{55,5}{100/5} = 2,775. \quad (6.8)$$

Уставка на включение обдувов трансформатора принимается равной, А:

$$I_{с.з.обд} = 0,98 \cdot I_{ном.}, \quad (6.9)$$

$$I_{с.з.обд.ВН} = 0,98 \cdot I_{ном.ВН} = 0,98 \cdot 50,26 = 49,25,$$

$$I_{с.р.обд.ВН} = \frac{I_{с.з.обд.ВН}}{K_I} = \frac{49,25}{100/5} = 2,462. \quad (6.10)$$

### 6.3. Максимальная токовая защита трансформатора

Повреждение, являющееся внешним по отношению к трансформатору, приводит к перегрузке, которая может вызвать повреждение трансформатора, если повреждение в сети не устранено своевременно. Трансформатор можно изолировать от повреждения, прежде чем оно не привело к поломке, с помощью МТЗ. В небольших трансформаторах МТЗ могут также использоваться для защиты от внутренних повреждений. В более мощных трансформаторах такая защита обеспечивает резервирование дифференциальной защиты. Функция максимальной токовой защиты довольно проста, но ее применение ограничивается нечувствительной уставкой и срабатыванием с большой выдержкой времени, в том случае, если требуется согласование с другими МТЗ.

Функцию МТЗ не следует путать с защитой от перегрузки, которая является основной защитой силового трансформатора и обычно использует

реле с обратозависимой характеристикой выдержки времени, определяемой тепловым состоянием элементов трансформатора.

МТЗ – это селективная защита от системных повреждений, выполняющая функции дальнего резервирования, несмотря на то, что ее уставки могут не отличаться от уставок защиты от перегрузки. Функция не снабжена памятью (теплового состояния) и всегда начинает набор выдержки времени с нуля.

Произведем расчет уставок для МТЗ ВН, МТЗ НН. Первичный ток срабатывания защиты определяется по условию отстройки от номинального тока трансформатора на стороне, где установлена рассматриваемая защита по выражению:

$$I_{сз.ВН-1} = k_{отс} \cdot I_{ВН.маx} = 1,2 \cdot 50,26 = 60,3 \text{ А}, \quad (6.11)$$

где  $k_{отс}=1,2$  – коэффициент отстройки.

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.ВН-1} = \frac{I_{сз.ВН-1}}{K_I} = \frac{60,3}{100/5} = 3,015 \text{ А}. \quad (6.12)$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\chi} = \frac{0,895 \cdot I_{КЗ.ВН.мин}}{I_{с.з.ВН-1}} = \frac{0,895 \cdot 2680}{60,3} = 39,77 \geq 1,5, \quad (6.13)$$

$$I_{сз.НН} = k_{отс} \cdot I_{НН.маx} = 1,2 \cdot 578 = 693,$$

$$I_{с.р.НН-1} = \frac{I_{сз.НН-1}}{K_I} = \frac{693}{600/5} = 5,77,$$

$$K_{\chi} = \frac{0,895 \cdot I_{КЗ.НН.мин}}{I_{с.з.НН-1}} = \frac{0,895 \cdot 5060}{693} = 6,53 \geq 1,5.$$

Расчет сведем в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Расчет уставок МТЗ ВН и МТЗ НН

Параметр	Обозначение	Значение	
		МТЗ-1 ВН	МТЗ НН
Ток срабатывания защиты	$I_{сз}$	60,3	693
Ток срабатывания реле	$I_{ср}$	3,015	5,77
Коэффициент чувствительности	$K_{ч}$	39,77	6,53

#### 6.4 Газовые защиты трансформатора и РПН

Газовая защита предусматривается на силовых трансформаторах, автотрансформаторах, реакторах имеющих масляное охлаждение с расширителями.

Она является обязательной для трансформаторов (автотрансформаторов) мощностью 6,3 МВА и более.

Действие газовой защиты основано на том, что повреждения, и повышенные нагревы внутри бака трансформатора (автотрансформатора) приводят к разложению масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора (автотрансформатора). Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора или автотрансформатора.

Газовая защита универсальная и наиболее чувствительная защита трансформаторов от всех видов внутренних повреждений. Она реагирует на такие опасные повреждения, как замыкания между витками обмоток, на

которые не реагируют другие виды защит из-за недостаточного значения тока при этом виде повреждения.

Газовая защита реализуется на специальных газовых реле, которые подразделяются на поплавковые, лопастные и чашечные.

Газовое реле представляет собой металлический кожух, врезанный в маслопровод между баком трансформатора (автотрансформатора) и расширителем, как показано на рисунке. Реле заполнено маслом. Кожух реле имеет смотровое окно со шкалой, с помощью которой определяется объем скопившегося в реле газа. На крышке газового реле имеется краник для выпуска воздуха и взятия пробы газа для его анализа, а также расположены зажимы для подключения кабеля с контактом, находящимся внутри кожуха. У поплавковых реле внутри кожуха укреплены на шарнирах два поплавка, представляющих собой полые металлические цилиндры (или пластмассовые шарики). На поплавках укреплены ртутные контакты, соединенные с выводными зажимами на крышке реле.

Ртутный контакт представляет собой стеклянную запаянную колбочку с впаянными в ее верхнюю часть двумя контактами. Колбочка содержит небольшое количество ртути, которая при определенном положении колбочки замыкает между собой оба контакта, чем создает цепь через реле.

Таким образом, для защиты трансформатора ПС Хвойный должна быть применена газовая защита трансформатора и газовая защита бака РПН.

Защита выполняется на реле ВР 80/О, и предназначена для защиты от всех внутренних повреждений, сопровождающихся газовой выделением, а также от недопустимого понижения уровня масла.

При малом газовой выделении и понижении уровня масла срабатывает сигнальный элемент реле, а при повреждениях с большим газовой выделением и перетоком масла в расширитель - отключающий элемент.

На РПН устанавливается струйное реле URF-25/10, действующее на отключение трансформатора.

Газовая защита в данной ВКР выбирается на терминале Сириус Т.

В устройстве предусматриваются дискретные входы газовой защиты трансформатора и газовой защиты РПН. Срабатывания ГЗТ и ГЗ РПН по сигналам от указанных дискретных входов срабатывает без выдержек времени.

При срабатывании указанных защит выдается соответствующее сообщение на индикатор лицевой панели терминала и загорается соответствующий светодиод.

Для оперативного перевода ГЗТ на сигнал предусматривается кнопка «ГЗТ» на лицевой панели устройства, а также программируемый дискретный вход. Указанная сигнализация ГЗТ предназначена для информирования о срабатывании сигнальной ступени ГЗТ.

## 7 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ ХВОЙНЫЙ

### 7.1 Выбор выключателей

Современный рынок имеет большой выбор выключателей по различным параметрам, в том числе по типу изолирующего материала. В ВКР на ПС Хвойный на стороне ВН устанавливаем элегазовые выключатели, а на стороне НН - вакуумные.

При выборе по номинального напряжения выключателя должно выполняться условие:

$$U_{\text{уст ном}} \leq U_{\text{ап ном}}, \quad (7.1)$$

где  $U_{\text{ап ном}}$  – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$  – номинальное напряжение сети.

При выборе по номинальному току проверяется условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}}, \quad (7.2)$$

где  $I_{\text{раб.мах}}$  – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для установки в ОРУ 110 кВ ПС Хвойный принимаем элегазовые выключатели ВГТ-110 П\*-40/3150 УХЛ1.

Выключатели серии ВГТ являются электрическими коммутационными аппаратами высокого напряжения, в которых изолирующей средой является элегаз (для исполнения У1 – элегаз (SF<sub>6</sub>), а для исполнения ХЛ1\* – смесь газов элегаз + тетрафторметан).

Элегазовый выключатель ВГТ-110 колонковый. Состоит из трех полюсов (колонн), установленных на общей раме и механически связанных друг с другом. Все три полюса выключателя управляются одним пружинным приводом типа ППрК. [21]

После предварительного выбора выключатель проверяется по нескольким условиям.

Условие динамической устойчивости:

$$i_{уд} \leq i_{max}, \quad (7.3)$$

где  $i_{max}$  – максимально допустимое амплитудное значение сквозного (ударного) тока аппарата.

Проверка на термическую стойкость:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a) \leq I_m^2 \cdot t_m, \quad (7.4)$$

где  $t_{откл}$  - время отключения выключателя ( $t_{откл} = 0,055 + 0,03 + 4$  с.)

$T_a$  - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания. 0,03

Возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл} = \sqrt{2} \cdot \frac{47}{100} \cdot 40 = 26,58 \text{ кА}, \quad (7.5)$$

где  $\beta_n$  - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя  $\beta_n = 47\%$ ;

$I_{откл}$  - отключающий номинальный ток, для данного выключателя  $I_{откл} = 40$ кА.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{p\max} = 73 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 6,4 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 29,34 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}}$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 2,68 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 2,68 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{аном}} = 26,58 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 1,26 \text{ кА}$	$I_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$

Максимальный рабочий ток, протекающий через трансформатор, определяется по формуле:

$$I_{\max p} = \frac{1.4 \cdot S_m}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}} = \frac{1.4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73 \text{ А} \quad (7.6)$$

Как видно из результатов сравнения выключатель ВГТ-110 П\*-40/3150 УХЛ1 соответствует всем условиям и может быть принят к установке.

Максимальный рабочий ток на стороне НН определяется по формуле:

$$I_{\max p} = \frac{1.4 \cdot S_m}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{10 \cdot 1.4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 809 \text{ А} \quad (7.7)$$

Для установки 10 кВ выбираем вакуумный выключатель ВВ/TEL-10.

Вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/1000 предназначен для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц номинального напряжения 6, 10кВ с изолированной, компенсированной или заземленной через резистор или дугогасительный реактор нейтралью. [33]

Расчет проводится аналогично предыдущему. Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 7.2.

Таблица 7.2 - Сравнение каталожных и расчетных данных выключателя 6 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 809 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 12,2 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 104,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{ВКЛ} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 5,06 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 5,06 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

## 7.2 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей выполняется по тем же параметрам, что и выключатели, но они не проверяются по отключающей способности,

Для управления разъединителями из диспетчерского пункта рекомендуется установка на них приводов, позволяющих управлять как главными, так и заземляющими ножами.

На стороне ВН выбираем разъединители РНД3.1-110/1000 УХЛ1 и РНД3.2-110/1000 УХЛ1, соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами. Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 7.3.

Таблица 7,3 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 73 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6,4 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 3964 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 0,204 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Как видно из результатов разъединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

### 7.3 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.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} , \quad (7.8)$$

где  $Z_2$  - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{ном}}$  - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

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

Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $R_{\text{приб}}$ , сопротивления соединительных проводов  $R_{\text{пр}}$  и переходного сопротивления контактов  $R_{\text{к}}$ :

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}. \quad (7.9)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине  $l$  соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть  $2,5 \text{ мм}^2$  по меди и  $4 \text{ мм}^2$  по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно –  $6$  и  $10 \text{ мм}^2$ . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что  $Z_{\text{пров}}=R_{\text{пров}}$ .

В качестве приборов учета и качества электроэнергии устанавливаем многофункциональный счетчик ION 8600. Счётчики PowerLogic® ION8600

предназначены для мониторинга межсистемных линий, вводов в электроустановки и подстанций и представляют собой идеальное решение для независимых производителей энергии и теплоэлектроцентралей, которым необходимы точные измерения двунаправленной энергии, как в процессе производства, так и в «дежурном» режиме. На линии, отходящие к трансформаторам, устанавливаем только цифровой амперметр. Данное оборудование производится компанией Schneider Electric. Функции счетчика ION: Напряжения и токи линейные и фазные. Мощность: активная, реактивная, полная. Коэффициент мощности. Частота. Энергия: активная, реактивная, полная в обоих направлениях [Schneider].

Таблица 7.4 – Тип и мощность приборов, подключаемых к ТТ 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
Многофункциональный счетчик	ION - 8600	0,25	0,25	0,25
Амперметр	CA3020	4	4	4
Ваттметр	CP3020	5		5
Варметр	CP3020	5		5
ИТОГО		14,25	4,25	14,25

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum (Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пр}} + Z_{\text{к}}) \quad (7.10)$$

На стороне ВН выберем трансформатор тока с литой изоляцией ТОЛ 110 Ш. [ТОЛ]

Проверка принятого трансформатора тока.

$$R_{2 \text{ ном}} = 1,2 \text{ Ом}$$

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \frac{14.25}{5^2} = 0.57 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_k = 0,05 \text{ Ом}$ .

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$R_{\text{пр}} = 1,2 - 0,57 - 0,05 = 0,58 \text{ Ом}.$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,028 \cdot 100}{0,58} = 4.8 \text{ мм}^2 \quad (7.11)$$

где  $l$  - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,028$  - удельное сопротивление материала (алюминий).

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 7.5.

Таблица 7.5 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

U <sub>н</sub> , кВ	l, м
110	75 - 100
6-10	6 - 10

Принимаем кабель АКРНГ с сечением  $6 \text{ мм}^2$ , тогда сопротивление провода будет равно:

$$R_{\text{пр}} = \frac{0,28 \cdot 75}{6} = 0,35 \text{ Ом}.$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,7 + 0,35 + 0,05 = 1,1 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 7.6.

Таблица 7.6 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 600 \text{ А}$	$I_p = 73 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,1 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{дин}} = 127 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 6,4 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 2883 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 23,4 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

Как видно из результатов трансформатор тока ТОЛ 110 III соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТОЛ-СВЭЛ-10-1 [ИТТ]

Тип и мощность приборов отходящей ячейки приведен в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Тип и мощность приборов, установленных во вводной ячейке на стороне 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
Многофункциональный счетчик	ION - 8600	0,25	0,25	0,25
Амперметр	СА3020	4	4	4
Ваттметр	СР3020	5		5
Варметр	СР3020	5		5
ИТОГО		14,25	4,25	14,25

Расчет производим аналогично.

$$R_{2\text{НОМ}} = 1,2 \text{ Ом}$$

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \frac{14}{5^2} = 0,57 \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_K = 0,05 \text{ Ом}$ .

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$R_{\text{пр}} = 1,2 - 0,57 - 0,05 = 0,58 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{0,028 \cdot 10}{0,58} = 0,48 \text{ мм}^2,$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм<sup>2</sup>, тогда сопротивление провода будет равно:

$$R_{\text{пр}} = 0,07 \cdot 6 = 0,42 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,42 + 0,57 + 0,05 = 1,04 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 7.8.

Таблица 7.8 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{н}} = 3000 \text{ А}$	$I_{\text{р}} = 809 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{н}}$
$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,04 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 12,2 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 104,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

#### 7.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}},$$

(7.12)

где  $S_{\text{НОМ}}$  - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$  - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения типа НОМ, соединенных по схеме “открытый треугольник”. Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю 10 кВ применяют 3-х обмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с заземлением нулевой точки.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи  $S_{2 \text{ расч.}}$

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности

измерений. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 7.9.

Таблица 7.9 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Напряжение	$U_{ном} \geq U_{раб}$
Класс точности	$\Delta U_{дон} \leq \Delta U$
Номинальная мощность вторичной цепи, ВА	$S_{2Н} \geq S_{2расч}$

Далее выбраны и проверены трансформаторы напряжения.

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения НАМИ - 110 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 7.10.

Таблица 7.10 - Вторичная нагрузка одного ТН 110 кВ.

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Мощность прибора, ВА	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	СВ-3021	1	4	4
Частотомер	DMK 84 R1	1	3,5	3,5
Счетчик многофункциональный	ION 8600	2	0,25	0,5
<b>Ваттметр</b>	<b>СР3020</b>	2	5	10
<b>Варметр</b>	<b>СР3020</b>	2	5	10
Сумма				28

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_{\Sigma} = 28 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 7.11.

Таблица 7.11 - Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 120 \text{ ВА}$	$S_P = 28 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

По результатам проверки выявлено, что выбранный ТН 110 кВ соответствует данным условиям и рекомендуется к установке.

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 10 – УХЛ2. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на две секции шин представлена в таблице 7.12.

Таблица 7.12 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 6 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Мощность прибора, ВА	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	СВ-3021	1	4	4
Счетчик многофункциональный	ION 8600	6	0,25	1,5
<b>Ваттметр</b>	<b>СР3020</b>	1	5	5
<b>Варметр</b>	<b>СР3020</b>	1	5	5
<b>Сумма</b>				15,5

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_{\Sigma} = 15,5 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 7.13.

Таблица 7.13 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 75 \text{ ВА}$	$S_P = 15,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Как видно из результатов трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

### 7.5 Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются однополосные и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Номинальный ток:

$$I_{max_{HH}} = \frac{1,3 \cdot S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{1,3 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 751 \text{ А} \quad (7.13)$$

Выбираем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения марки ОД: 2·(60x10) мм,  $S=357 \text{ мм}^2$ .

$$I_{доп} = 2010 \text{ А}$$

Проверка по термостойкости исходя из данных КЗ.

$$I_{по} = 5,06 \text{ кА}; T_a = 0,4; i_{уд} = 12,2 \text{ кА}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{2120 \cdot 10^3}}{91} = 16 \text{ мм}^2, \quad (7.14)$$

где  $C = 91$ - для алюминиевых шин и кабелей;

$q_{min}$  – минимальное сечение провода.

$$q_{min} < S$$

Определяем длину пролета в метрах между опорными изоляторами, при которой частота колебаний шина превысит 200 Гц:

$$l = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{2 \cdot q}} = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{36}{2 \cdot 6}} = 1,22 \text{ м}, \quad (7.15)$$

где  $J$  - момент инерции шины;

$q$  - поперечное сечение шины.

Принимаем расположение шин плашмя, тогда момент инерции определяется по выражению [15]:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{6} = \frac{3 \cdot 6^3}{6} = 36 \text{ см}^4 \quad (7.16)$$

Следовательно, между шинами длина пролета должна быть менее 1,22 м. Расстояние между фазами 0,8 м. Если каждая фаза выполняется из двух полос, как в нашем случае, то возникают усилия между полосами и между фазами (рисунок 7.1).

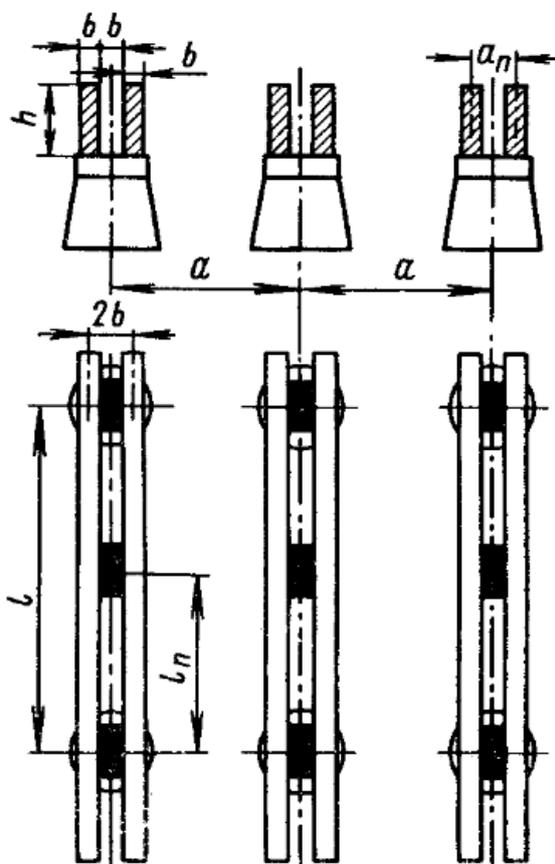


Рисунок 7.1 - Эскиз расположения двухполосных шин

Усилие между полосами не должно приводить к их соприкосновению. Для того чтобы уменьшить это усилие, в пролете между полосами устанавливают прокладки. Пролет между прокладками и выбирается таким образом, чтобы электродинамические силы, возникающие при КЗ, не вызывали соприкосновения полос.

Расстояние между прокладками

$$l_{\Pi} \leq 0,216 \sqrt[4]{\frac{a_{\Pi}}{i_{y\delta}^{(3)}}} \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_{\Pi}}{k_{\phi}}} = 0,216 \sqrt[4]{\frac{2}{26000}} \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,5}{0,55}} = 0,95 \text{ м} \quad (7.17)$$

$$l_{\Pi} \leq 0,133 \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_{\Pi}}{m_{\Pi}}} = 0,133 \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,5}{1,62}} = 0,51 \text{ м} \quad (7.18)$$

Принимается наименьшее значение. При этом число прокладок в пролёте определяется по выражению:

$$n = \frac{l}{l_{\Pi}} - 1 = \frac{1,2}{0,51} - 1 = 1,35 \text{ шт.} \quad (7.19)$$

Принимаем количество прокладок  $n = 2$ .

При двух прокладках в пролёте расчётный пролёт

$$l_{\Pi} = \frac{l}{n+1} = \frac{1,2}{3} = 0,4 \text{ м} \quad (7.20)$$

Определим силу взаимодействия между полосами:

$$f_{\Pi} = k_{\phi} \frac{i_{y\delta}^2}{4b} \cdot 10^{-7} = 0,55 \cdot \frac{26000^2}{4 \cdot 0,01} \cdot 10^{-7} = 929 \text{ Н/м,} \quad (7.21)$$

где  $i_{y\delta}$  - ударный ток на шине.

$$b = 10 \text{ мм} = 0,01 \text{ м}$$

Напряжение в материале полос:

$$\sigma_{\Pi} = \frac{f_{\Pi} \cdot l_{\Pi}^2}{12 \cdot W_{\Pi}} = \frac{929,5 \cdot 0,4^2}{12 \cdot 1} = 12,4 \text{ МПа} \quad (7.22)$$

$$W_{II} = \frac{b^2 \cdot h}{6} = \frac{1^2 \cdot 6}{6} = 1 \text{ см}^3 \quad (7.23)$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз:

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{yo}^2 \cdot l^2}{a \cdot W_{\phi}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{26000^2 \cdot 1.2^2}{0.8 \cdot 12} = 1.76 \text{ МПа} \quad (7.24)$$

где  $l$  - длина пролета между опорными изоляторами;

$W_{\phi}$  - момент сопротивления шины, который определяется:

$$W_{\phi} = \frac{b \cdot h^2}{3} = \frac{1 \cdot 6^2}{3} = 12 \text{ см}^3 \quad (7.25)$$

Напряжение в материале шины возникающее при действии этих сил должно быть меньше допустимого. Определим это напряжение:

$$\sigma_{расч} = \sigma_{\phi} + \sigma_{II} = 1,76 + 12,4 = 14,16 \text{ МПа}, \quad (7.26)$$

Учитывая то, что напряжение не превышает допустимого  $\sigma_{доп} = 75 \text{ МПа}$ , можно заключить, что шины механически прочны.

## 7.6 Выбор гибких шин

В РУ 110 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут на столько сблизится друг с другом, что произойдет их схлестывание. Согласно ПУЭ на

электродинамическое действие тока КЗ должны проверяться гибкие шины РУ при мощности КЗ равной или больше 4000 МВ·А для напряжения 110 кВ.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода начало отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу, Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса, чем больше длительность протекания и ток КЗ.

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС – 120/19, допустимый ток которых  $I_{\text{доп}} = 390$  А, диаметр провода  $d = 15,2$  мм.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:  
по длительно допустимому току:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.мах}} \quad (7.27)$$

$$I_{\text{мах } p} = \frac{1,4 \cdot S_{mp}}{\sqrt{3} \cdot 110} = \frac{1,4 \cdot S_{mp}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73 \text{ А} \quad (7.28)$$

Проверка выполняется.

По термическому действию тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (7.29)$$

где  $q_{\text{min}}$  – минимальное сечение провода.

Принимается для медных шин и кабелей –  $C = 165$ ;

Принимается для алюминиевых шин и кабелей –  $C = 91$ ;

Принимается для стальных шин –  $C = 70$ ;

$$q_{min} = \frac{\sqrt{325 \cdot 10^3}}{91} = 6.2 \text{ мм}^2$$

Проверка шин на сжестывание не производится, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА.

Проверка по условиям короны заключается в проверке условия:

$$1,07E \leq 0,9E_0, \quad (7.30)$$

где  $E_0$  – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование, определяется по формуле (кВ/см):

$E$  – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование, определяется по формуле:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}}\right) = 32 \text{ кВ/см}, \quad (7.31)$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов  $m=0,82$ );

$r_0$  – радиус провода, см;

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{BH}}{r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{cp}}{r_0}\right)} = \frac{0,354 \cdot 121}{1,08 \cdot \log\left(\frac{1,26 \cdot 300}{1,08}\right)} = 15,6 \text{ кВ/см}, \quad (7.32)$$

где  $D_{\text{CP}}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

$$1,07 \cdot E = 16,7 \leq 0,9 \cdot E_0 = 28,8$$

Условие выполняется

### **7.7 Выбор комплектных распределительных устройств**

КРУ – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами. Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Для КРУ 6–10 кВ применяются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей втычные контакты.

Шкаф КРУ состоит из жесткого металлического корпуса, внутри которого размещена вся аппаратура. Для безопасного обслуживания и локализации аварий корпус разделен на отсеки с металлическими перегородками и автоматически закрывающимися металлическими шторками. Выключатель с приводами установлен на выкатной тележке. В верхней и нижней частях тележки расположены подвижные разъединяющие контакты, которые при вкатывании тележки в шкаф замыкаются с шинным и линейным неподвижными контактами. При выкатывании тележки с предварительно отключенным выключателем разъёмные контакты отключаются, и выключатель при этом будет отсоединен от сборных шин и кабельных вводов. Когда тележка находится вне корпуса шкафа, обеспечивается удобный доступ к выключателю и его приводу для ремонта. Размещение выключателя на выкатной тележке позволяет значительно уменьшить размеры шкафа по сравнению со сборными РУ, где камера выключателя должна предусматривать возможность доступа к аппаратам и ремонт их на месте.

В данной бакалаврской работе рационально принять КРУ серии D-12P. В них мы устанавливаем выбранные выше вакуумные выключатели ВВ/TEL- 10.

Основные характеристики ячеек КРУ D-12P приведены в таблице 7.14

Таблица 7.14 – Основные параметры шкафа КРУ серии D-12P (Завод Вектор)

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630;1000; 2000; 2500;3150;4000
Номинальный ток отключения, кА	20; 25; 31,5; 40; 50
Электродинамическая стойкость, кА	51; 64; 81; 102; 128
Термическая стойкость, кА/с	20; 25; 31,5; 40; 50
Тип выключателя	ISM/TEL- 10 (ВВ/TEL), VD-4, Evolis, Sion, LF
Тип привода к выключателю	Электропривод

### 7.8 Выбор ограничителей перенапряжения

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ применяем ОПН, которые защищают энергооборудование от грозовых и коммутационных перенапряжений.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 110/86/10/550 У1 с классом напряжения 110 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 7.15.

Таблица 7.15 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение,	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА

		кВ		
110	110	86	10	550

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-6/7,2/10/400 У2 с классом напряжения 6 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 7.16.

Таблица 7.16 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, А	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее
10	10	12	10	19,2

### 7.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей с. н. подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями с. н. подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

Мощность потребителей с. н. невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

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

В учебном проектировании основные нагрузки можно определить по типовым проектам ПС, по каталогам или ориентировочно принять согласно ПУЭ  $P_{уст}$  при  $\cos\varphi = 0,85$ , тогда расчетная нагрузка:

$$S_{расч} = \kappa_c \cdot \frac{P_{уст}}{\cos \varphi}, \quad (7.33)$$

где  $\kappa_c = 0,8$  – коэффициент спроса, учитывающий коэффициент одновременности и загрузки;

$P_{уст} = 630$  кВт – ориентировочная установленная активная мощность собственных нужд.

Активная и полная нагрузки с.н. по [15] проектируемой ПС приведены в таблице 7.17.

Таблица 7.17 – Нагрузка с.н. проектируемой ПС Хвойный.

Тип оборудования	Мощность с.н. P, кВт	Полная мощность с.н., S, кВА	Примечание
Отопление, освещение вентиляция ОПУ	60	70,6	
Охлаждения ТДН 10000/110	2*2,5	3,25	На 2 трансформатора
Освещение ОРУ 110 кВ	2*2	4	На две ячейки
Подогрев КРУ 10 кВ	1*30	30	На 30 ячеек 10 кВ
ИТОГО	101	111,35	

По суммарной мощности собственных нужд получим расчётную мощность трансформатора

$$S_{расч} = 0,8 \cdot 111,35 = 88,8 \text{ кВА}$$

По результатам расчётов выбираем два трансформатора ТМ – 100/10.

## 8 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

### 8.1 Защита ПС от прямых ударов молнии

Нормируется два вида зон:

Зона А с надежностью защиты не менее 0.995 для напряжений  $U \leq 500$  кВ;

Зона Б с надежностью защиты не менее 0.95 для напряжений  $U > 500$  кВ.

Для защиты от прямого удара молнии применяются тросовые молниеотводы, стержневые молниеотводы, молниезащитные сетки и металлические кровли.

Предварительно рассмотрим установку 9 стержневых молниеотводов на линейных порталах и один на осветительной мачте. Обозначим эти молниеотводы цифрами 1 - 9, что показано на листе № 5 графической части ВКР. Расчёт аналогичен, поэтому покажем последовательность на примере молниеотводов 1-2.

Зона защиты двух равновеликих стержневых молниеотвода.

Для ПС Хвойный по ОРУ-110 кВ рассчитаны зоны защиты типа А с надежностью защиты не менее 0,995

Рассматриваем равновеликие молниеотводы, с одинаковой высотой.

1. Принимаем высоту молниеотвода:

$$H = 19 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты молниеотвода при его высоте до 150 м включительно определяется по выражению:

$$h_{\text{зф}} = 0.85 \cdot H = 16.15 \text{ м.} \quad (8.1)$$

Радиус зоны защиты молниеотвода на уровне земли определяется по выражению:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot H) H = 20.2 \text{ м.} \quad (8.2)$$

Определение зон защиты на высоте защищаемого объекта. Для определения выбираем линейный портал с высотой:

$$h_i = 11 \text{ м.}$$

Расстояние между молниеотводами 1 и 3  $L = 25 \text{ м.}$

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли для равновеликих молниеотводов при  $H < L \leq 2 \cdot H$  определяется по формуле:

$$r_{c0} = r_0 = 20.2 \text{ м.}$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{cx} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L - H) = 15.1 \text{ м.} \quad (8.3)$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \left( \frac{h_{cx} - h_i}{h_{cx}} \right) = 6.4 \text{ м.} \quad (8.4)$$

Для защиты от прямых ударов молнии ПС Хвойной на проектируемой ПС установлено 9 молниеотводов (8 молниеотводов линейных порталах и один на осветительной мачте).

Подробный расчёт молниезащиты ПС Хвойной приведён в приложении Б.

По результатам расчётов на листе 5 графической части приведены полученные зоны молниезащиты для ПС Хвойной. С учётом того, что все

элементы ОРУ 110 кВ попадают в защищаемые зоны, следует, что молниеотводы выбраны правильно.

## 8.2 Разработка заземления ПС и расчёт импульсного сопротивления заземлителя

1) По заданному составу грунта используя [2] определим удельное сопротивление каждого слоя.

- для водоносных песков:

$$\rho_1 = 50 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

- для скального грунта:

$$\rho_2 = 600 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

2) Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находится за пределами заземлителя). Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана, приведённого на листе № 5 графической части.

$$A = 124 \text{ м}; B = 50 \text{ м}$$

Тогда площадь используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5); \quad (8.5)$$

$$S = (124 + 3) \cdot (50 + 3) = 6731 \text{ м}^2.$$

3) Первоначально диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке принимаем равным  $d = 15 \text{ мм}$  ;

Проверяем сечение прутков по условиям механической прочности:

$$F_{M.II} = \pi \cdot R^2 = \pi \cdot 7.5^2 = 176.7 \text{ мм}^2. \quad (8.6)$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{откл}}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{10292^2 \cdot 0.3}{400 \cdot 21}} = 43.5 \text{ мм}^2, \quad (8.7)$$

где  $t_{откл} = 0.3$  с – время срабатывания РЗ при его отключении;  
 $\beta = 21$  - коэффициент термической стойкости (для стали).

Проверяем сечения заземлителя на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}); \quad (8.8)$$

$$F_{КОР} = 3.14 \cdot 0.97 \cdot (15 + 0.97) = 48.6 \text{ мм}^2,$$

где  $S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k = 0.97,$

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

$a_k, b_k, c_k, \alpha_k$  - справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта и соответственно равны 0.0056, 0.0022, -0,0107, 0.0403.

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.II} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{T.C.} \text{ мм}^2; \quad (8.9)$$

$$F_{КОР} + F_{T.C.} = 48.6 + 43.5 = 92 \text{ мм}^2.$$

$$176 \geq F_{\min} \geq 92$$

Так как условие выполняется принимаем прутки диаметром 15 мм

4) Принимаем расстояние между полосами сетки:  $t_{II-II} = 6$  м.

тогда общая длина полос в сетке:

$$L_r = (A + 2 \cdot 1.5) \frac{(B + 2 \cdot 1.5)}{l_{п-п}} + (B + 2 \cdot 1.5) \frac{(A + 2 \cdot 1.5)}{l_{п-п}} = 2244 \text{ м.} \quad (8.10)$$

5) Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S}$ .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{2244}{2 \cdot \sqrt{6731}} - 1 = 12.7. \quad (8.11)$$

Принимаем  $m = 13$ .

Длина стороны ячейки:

$$b_{\text{ячейки}} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{82}{13} = 6.3 \text{ м.} \quad (8.12)$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot 82 \cdot (13 + 1) = 2297 \text{ м.} \quad (8.13)$$

6) Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем:  $l_B = 5$  м - длина вертикального электрода;

$a = 6$  м - расстояние между вертикальными электродами.

тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot 82}{6} = 54.7. \quad (8.14)$$

Принимаем  $n_B = 55$ .

Расчет импульсного сопротивления заземлителя подстанции.

Расчет заземлителя подстанции (двухслойная модель).

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экс}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (8.15)$$

где  $A$  - коэффициент подобия, принимается по [РД И] и зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0.061, \text{ принимаем } A = 0.061.$$

$$R_{1S} = \rho_1 \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right) = 50 \cdot \left( \frac{0.061}{82} + \frac{1}{2244 + 55 \cdot 5} \right) = 0.057;$$

$$R_{2S} = \rho_2 \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right) = 18.5 \cdot \left( \frac{0.061}{82} + \frac{1}{2244 + 55 \cdot 5} \right) = 0.021.$$

Импульсный коэффициент для обоих слоев будет равен:

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_1 + 320) \cdot (I_m + 45)}} = 1.978; \quad (8.16)$$

$$\alpha_{u2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_2 + 320) \cdot (I_m + 45)}} = 2.068. \quad (8.17)$$

3 Определим импульсное сопротивление заземлителя в каждом слое:

$$R_{u1} = R_{1S} \cdot \alpha_{u1} = 0.057 \cdot 1.978 = 0.113 \text{ Ом}; \quad (8.18)$$

$$R_{u2} = R_{2S} \cdot \alpha_{u2} = 0.027 \cdot 2.068 = 0.04 \text{ Ом}. \quad (8.19)$$

Общее импульсное сопротивление искусственного заземления подстанции:

$$R_{\text{ЭК}} = R_{u1} + R_{u2} = 0.2. \quad (8.20)$$

Результаты расчёта заземляющего устройства приведены в приложении В. Согласно требованиям ПУЭ сопротивление заземлителя растеканию тока молнии должно быть не более 0.5 Ом [27]. Исходя из результатов следует, что тип заземлителя подобран правильно.

Таким образом, выполнен расчёт параметров системы молниезащиты и заземляющего устройства ПС 110 кВ Хвойный.

## 9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной ВКР объектом проектирования являются ПС 110 кВ Хвойный и питающая её двухцепная воздушная линии 110 кВ от ПС Томмот до ПС Хвойный.

Воздушные линии электропередачи 110 кВ оборудование ПС 110 кВ Хвойный являются объектами повышенной опасности, поэтому в ВКР рассматриваются следующие части безопасности жизнедеятельности:

- безопасность персонала при монтаже, эксплуатации ВЛ 110 кВ, а также при монтаже и эксплуатации ОРУ 110 кВ подстанции.
- экологичность, а именно воздействие указанных объектов на природную среду и их влияние на человека;
- чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на трансформаторах и ВЛ.

### 9.1. Безопасность

Для персонала электрохозяйств важнейшим вопросом охраны труда является электробезопасность, представляющая собой систему организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Организационные мероприятия по предупреждению поражения электрическим током состоят в регламентации действий дежурного и ремонтного персонала при выполнении им своих обязанностей», отношении порядка работ и применения защитных средств.

*Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы:*

Работники организации, осуществляющей монтаж электрооборудования должны периодически проходить медицинский осмотр.

С рабочими персоналом перед началом электромонтажных работ необходимо провести инструктаж по общим правилам техник безопасности и особым условиям работы [27].

По окончании инструктажа лицо, проводившее его, делает запись в “Журнале регистрации инструктажа по ТБ на рабочем месте”.

Административно-технический персонал, бригадиры и члены бригады должны обеспечивать трудовую дисциплину в бригаде, соблюдать требования правил внутреннего трудового распорядка, правил техники безопасности и выполнять указания, полученные при инструктажах.

Нахождение посторонних лиц, а также работников в нетрезвом состоянии или без средств специальной защиты на территории монтажной площадки запрещается. Все лица, находящиеся на строительной-монтажной площадке, обязаны носить защитные каски и без них, а также других средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются.

Средства защиты с просроченным сроком годности использовать запрещается.

Все работы со стальными тросами должны выполняться в рукавицах.

На каждом объекте монтажа ВЛ и ПС Хвойный должны быть аптечка с медикаментами и другие средства для оказания доврачебной помощи пострадавшим от поражения электрическим током и при других несчастных случаях.

Все работающие на монтажной площадке должны быть обеспечены питьевой водой в соответствии с санитарными требованиями.

На строительной-монтажной площадке должны быть оборудованы туалеты в соответствии с санитарными нормами.

Лица, нарушившие требования правил техники безопасности несут персональную ответственность в дисциплинарном, административном или уголовном порядке.

При необходимости осмотр камер закрытых РУ с входом за ограждение разрешается одному лицу с квалификационной группой не ниже IV [27].

Оперативные переключения в РУ производятся по распоряжению или с ведома вышестоящего дежурного персонала, в ведении которого находится данное электрооборудование [27].

Для защиты от воздействия опасных и вредных производственных факторов необходимо применять соответствующие средства защиты [27].

Для защиты от поражения электрическим током служат следующие защитные средства: указатели напряжения; слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками для работы в электроустановках напряжением до 1000 В; диэлектрические перчатки, боты, галоши, коврики, изолирующие накладки и подставки; переносные заземления; оградительные устройства, диэлектрические колпаки, плакаты и знаки безопасности [13].

#### *Безопасность при строительстве ВЛЭП 110 кВ Томмот - Хвойный*

На участке выполнения работ по монтажу ВЛ 110 кВ вывешиваются предупредительные плакаты, устанавливаются ограждения, назначаются дежурных. Все рабочие места на строительной площадке должны быть в темное время хорошо освещены.

Все монтажные работы вблизи токоведущих частей должны производиться при снятом напряжении и под контролем диспетчера данного энергорайона. К проведению работ на ВЛ без снятия напряжения допускаются лица, имеющие группу допуска IV.

Работы по монтажу и ремонту воздушной линии электропередачи относятся к разряду верхозазных, то есть выполняемых на высоте более 5 м от поверхности грунта, перекрытия или рабочего настила. Отсюда возникает опасность получения травм в случаях падения с конструкций опор, ушибов и ранений, в связи с чем подъем должен осуществляться только при наличии страховочных поясов и тросов.

Как правило, подъем и опускание одностоечных опор ВЛ производится с помощью стреловых грузоподъемных кранов. Электромонтажники должны быть обучены сигналам, согласно которым регулируется подъем грузов на высоту или его опускание. При подъеме на стальные опоры при отсутствии вышки или подъемника допускается применение лестниц, которые должны быть надежными и устойчивыми.

Во избежание ушибов и ранений в результате падения с высоты каких-либо деталей или инструментов запрещается находиться под опорой, люлькой подъемника или корзиной вышки во время производства работы, а так же не разрешается сбрасывать какие-либо предметы с высоты опоры. При подъеме на опору тяжелых деталей оборудования или инструмента необходимо пользоваться специальной веревкой, перекинутой через блок, при этом подъем груза производит рабочий, стоящий внизу и находящийся несколько в стороне от поднимаемого предмета.

При раскатке голого провода с барабана во избежание ранения рук необходимо надевать брезентовые рукавицы.

Так как ВЛ 110 кВ Томмот-Хвойный будет пересекать автомобильные дороги, то не допускается проход людей и проезд транспортных средств во время подъема проводов на опоры ВЛ; в этом случае в надлежащих местах устанавливаются предупредительные плакаты и сторожевые посты.

*Безопасность при эксплуатации ОРУ 110 кВ ПС Хвойный.*

ОРУ включает в себя большое количество оборудования различного класса напряжения, имеющего разные эксплуатационные и конструктивные особенности, что предъявляет высокие требования к квалификации персонала, а также обуславливает необходимость применения целого ряда организационных и технических мероприятий по обеспечению безопасности персонала и надежной работы оборудования:

а) Недоступность токоведущих частей.

Для исключения возможности опасного приближения к токоведущим частям, проектируемое ОРУ 110 кВ должно быть ограждено забором высотой не менее 2 м. Вход на территорию ОРУ оборудован самозакрывающейся калиткой. Оборудование ОРУ устанавливается на железобетонных конструкциях, что обеспечивает его недоступность, а также устраняет опасность приближения к частям, находящимся под напряжением. В ОРУ 110 кВ предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, а также передвижных лабораторий;

габарит проезда 4 м по ширине и высоте. Минимальная высота, на которой расположены токоведущие части относительно земли согласно ПУЭ равна 3,6 м. Высота подвеса ошиновки составляет 6 м для безопасного передвижение персонала обслуживающего ОРУ 110 кВ.

б) Блокировки безопасности.

Распределительное устройство 110 кВ должно быть оборудовано оперативной блокировкой, исключающей возможность:

- включения выключателей на заземляющие ножи;
- включения заземляющих ножей на ошиновку, не отделенную разъединителями от ошиновки, находящейся под напряжением.

На ОРУ 110 кВ применяются механическая оперативная и электромагнитная блокировки.

Питание цепей электромагнитной блокировки ОРУ 110 кВ осуществляется выпрямленным напряжением с панели питания блокировки, которая имеет устройство контроля изоляции. Схема электромагнитной блокировки выполнена с учётом наличия у всех разъединителей электродвигательных приводов, а у всех заземляющих разъединителей ручных приводов. Блокировка осуществляется разрывом цепей управления привода при несоблюдении условий, при которых допустимо оперирование. Применяются электромагнитные блокировки с одинаковым по конструкции замком и одним электромагнитным ключом.

Механическая блокировка между разъединителями и заземляющими ножами узловых трансформаторов напряжения и линейных трансформаторов напряжения ОРУ 110 кВ, выполнена в виде дисков с вырезами, насаженных на валы приводов этих разъединителей. Эта блокировка не допускает включения заземляющих ножей при включённых главных разъединителях и наоборот.

в) Упрощение ориентации на территории ПС.

Ориентация на территории ОРУ осуществляется следующими методами:

- маркировка электрооборудования (нанесение условных обозначений на схемы и схемы электрических соединений);

- использование знаков безопасности (стороны чёрные или красные, фон желтый, внутри изломанная стрела чёрного или красного цвета), которые размещаются на порталах, корпусах оборудования, дверях ОРУ;

- соответствующее расположение и окраска токоведущих частей;

- использование световой сигнализации, указывающей на включённое или отключённое состояние электрооборудования.

г) Использование защитного заземления.

ОРУ 110 кВ ПС Хвойный защищается стержневыми молниеотводами. При этом внешняя часть защиты определяется для каждой пары молниеотводов. Заземлители для отвода токов молнии характеризуются импульсным сопротивлением заземлителя. Заземление молниеотводов ОРУ в большинстве случаев производится путем присоединения их к заземляющему устройству подстанции, которое состоит из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные электроды и образующих на площади, занимаемой подстанцией, сетку.

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

д) Применение защитных средств.

Для исключения вероятности поражения электрическим током на ОРУ 110 кВ ПС Хвойный применяются электрозащитные средства, представленные в таблице 9.1.

В электроустановках напряжением 110 кВ существует интенсивное электрическое поле промышленной частоты. Основная защита в данном случае есть защита временем, то есть ограничение времени пребывания в поле. Также применяется экранирование рабочих мест и оборудования. Экраны могут быть стационарными или переносными. Экран обязательно должен быть заземлен.

Таблица 9.1 – Комплектность электротехнических средств на ОРУ 110 кВ

Наименование средств защиты	Количество
<b><i>Основные</i></b>	
110 штанга измерительная универсальная ШИУ –	2 шт.
<b><i>Дополнительные</i></b>	
диэлектрические боты	4 пары
диэлектрические перчатки	4 пары
защитные очки	4 шт.
переносные заземления	4 шт.
плакаты безопасности	4 компл.
предохранительные монтажные пояса	2 компл.

Также вредным и опасным фактором можно считать неудовлетворительное освещение, которое ведет к снижению производительности, повышает вероятность травматизма. ОРУ освещается естественным и искусственным светом. Искусственное освещение применяется в темное время суток. Согласно ПУЭ [26] для наружного освещения используются газоразрядные лампы типа ДРЛ. Для аварийного освещения применяются лампы накаливания. Светильники рабочего и аварийного освещения на открытом пространстве питаются от разных независимых источников. Аварийное освещение присоединяется к независимому источнику питания или на него переключается при погасании рабочего освещения.

## 9.2 Экологичность

Произведем расчет расстояния от подстанции 110 кВ Хвойный до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму для двухтрансформаторной ПС с трансформаторами марки ТДН 10000/110.

Исходные данные для расчета шума приведены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Исходные данные для расчета шума

Кол-во тр-ов, шт.	Вид системы охлаждения	Мощность тр-ра, МВ·А	Класс напряжения, кВ	Характер территории
2	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха, естественной масла	10	110	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам, зданиям поликлиник, диспансеров, домов отдыха, пансионатов, детских дошкольных учреждений, школ и т.д.

Географическое расположение ПС Хвойный представлено на рисунке 9.1.

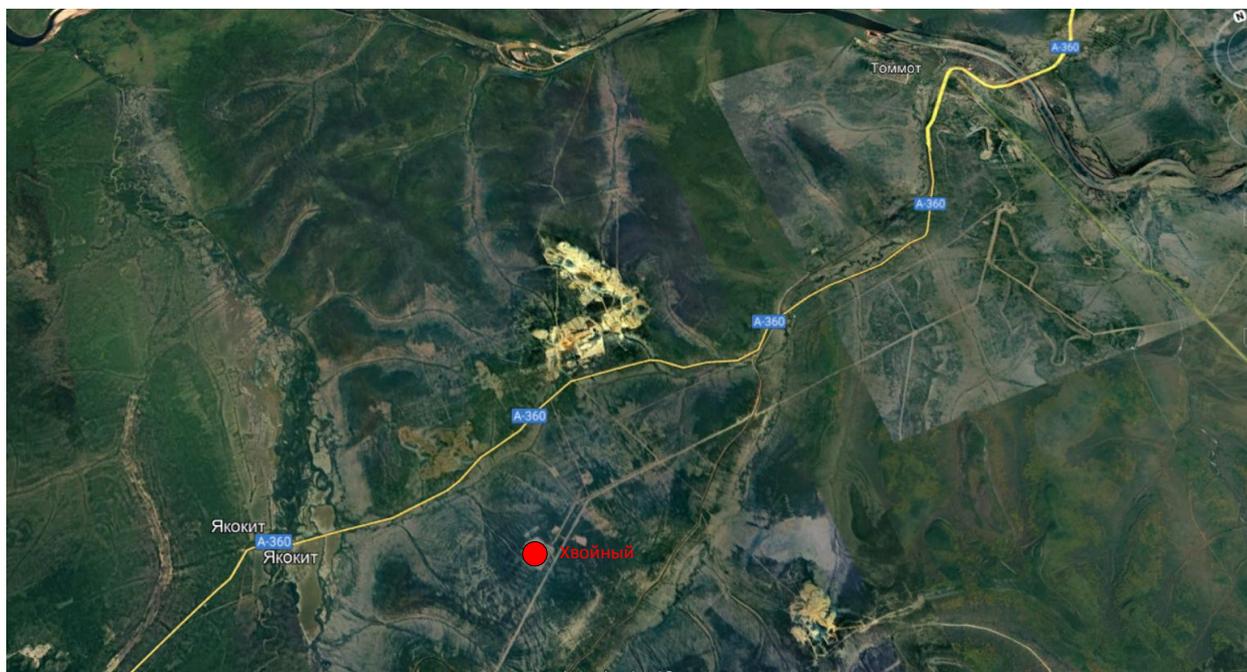


Рисунок 9.1 – Географическое расположение ПС Хвойный

На карте видно, что подстанция Хвойный находится на отдалении от пос. Якокит ( на расстоянии ~около 4 км).

По санитарным нормам [39] определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории и времени суток ( $23^{00}-7^{00}$ ):

$$L_A = 45 \text{ дБА.}$$

Определяем шумовые характеристики источника шума [3].

Корректированный уровень звуковой мощности каждого трансформатора:

$$L_{WA} = 87 \text{ дБА}$$

В связи с тем, что расстояние между источниками шума гораздо меньше, чем расстояние до расчетной точки, то можно несколько источников шума заменить скорректированным уровнем звуковой мощности от всех источников шума:

$$L_{WA\Sigma} = L_{WA} + k = 87 + 3 = 90 \text{ дБА} \quad (9.1)$$

Определяем минимальное расстояние, на котором трансформаторная подстанция должна находиться от границы территории жилой застройки, на которой выполняются санитарно–гигиенические требования по шуму:

$$L_A = L_{WA} - 10 \lg(2 \cdot \pi \cdot r^2) \quad (9.2)$$

Выразив из (9.2) искомое значение получим:

$$r = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WA\Sigma} - L_A)}}{2 \cdot \pi}} = \sqrt{\frac{10^{0,1(90 - 45)}}{2 \cdot 3,14}} = 70,96 \text{ м} \quad (9.3)$$

Схема расположения трансформаторов и жилой зоны приведена на рисунке 11.2.

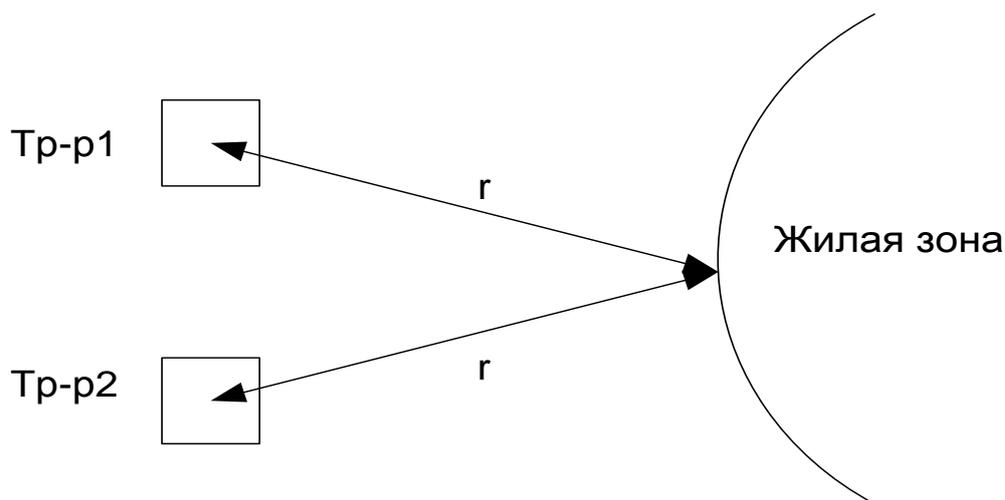


Рисунок 10.2 – Схема расположения трансформаторов и жилой зоны

Таким образом, минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму составляет 70,9 м.

Так как ближайший населённый пункт Якокит находится в четырёх километрах от ПС Хвойный подстанция расположена дальше этого расстояния ( $70,9 < 4000$  м), то санитарно-гигиенические требования по шуму выполнены.

#### *Отвод земли*

Отвод земли под воздушную линию электропередачи 110 кВ Томмот – Хвойный производится согласно [28].

Минимальный размер земельного участка для установки опоры ВЛ 110 кВ определяется как: площадь контура, отстоящего на 1,5 метра от контура проекции опоры на поверхность земли, т.к. трасса проектируемой воздушной линии проходит по земельным участкам сельскохозяйственного назначения. Точные размеры земельных участков для установки опор воздушной линии электропередачи определяются исходя из необходимости закрепления опор в земле, размеров и типов опор, несущей способности грунтов и необходимости инженерного обустройства площадки опоры с целью обеспечения ее устойчивости и безопасной эксплуатации.

Земельные участки (части земельных участков), используемые хозяйствующими субъектами в период строительства, представляют собой полосу земли по всей длине воздушной линии электропередачи, ширина

которой превышает расстояние между осями крайних фаз на 2 метра с каждой стороны.

#### *Защита от загрязнений трансформаторным маслом*

В результате механического повреждения корпуса силового трансформатора возможно растекание масла по земле. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслonaполненных силовых трансформаторов с массой более 1 т и выше, должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники [26].

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для защиты почвы от загрязнения маслом предусматривается сооружение под трансформаторами маслоприемников с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслосборник.

На ОРУ 110 кВ строящейся ПС Хвойный предусмотрена установка двух двухобмоточных трансформаторов наружной установки марки ТДН-10000/110/10. Данные необходимые для расчета масло приёмного устройства внесены в таблицу 9.3 [17].

Таблица 9.3 – Параметры трансформатора ТДН – 10000/110/10

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	Н	L	В
ТДН-10000/110/10	10	31	10,2	5300	5800	3500

Габариты маслоприемника для трансформатора марки ТДН–10000/110/6 при массе масла от 10 до 50 тонн должны выступать за габариты электрооборудования не менее чем на 1,5 м [27].

В соответствии с п. 4.2.69 «Правила устройства электроустановок» маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или

промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм [3].

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике [3].

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м<sup>2</sup> в течение 30 мин[3].

Длина маслоприемника равна:

$$L' = L + \Delta = 5,8 + (1,5 \cdot 2) = 8,8 \text{ м} \quad (9.4)$$

где  $\Delta = 1,5 \text{ м}$  – выступ за пределы трансформатора с учетом требований ПУЭ;

$L$  – длина трансформатора.

Ширина маслоприемника:

$$B' = B + \Delta = 3,5 + (1,5 \cdot 2) = 7,5 \text{ м}, \quad (9.5)$$

где  $B$  – ширина трансформатора.

Площадь маслоприёмника:

$$S_{\text{мн}} = L' \cdot B' = 8,8 \cdot 7,5 = 66,0 \text{ м}^2, \quad (9.6)$$

Объем маслоприемника без отвода масла рассчитываем по формуле

$$V_{mn} = V_{tm} + 0,8 \cdot V_{вода} = 11,59 + 0,8 \cdot 47,39 = 49,5, \quad (9.7)$$

где  $V_{tm}$  - объем трансформаторного масла, м<sup>3</sup>

$V_{вода}$  - объем воды от средств пожаротушения, м<sup>3</sup>

Объем трансформаторного масла определяем по выражению, м<sup>3</sup>

Рассчитаем объем масла в трансформаторе по следующему выражению, пользуясь данными таблицы 10.3:

$$V_{tm} = \frac{m}{\rho_m} = \frac{10200}{880} = 11,59 \text{ м}^3, \quad (9.8)$$

где  $\rho_m$  - плотность трансформаторного масла, составляющая 880 кг / м<sup>3</sup>

Объем воды от средств пожаротушения определяется по формуле:

$$V_{вода} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{БПТ}) = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 1800 \cdot 0,001 \cdot (66 + 98,58) = 47,39, \quad (9.9)$$

где  $I$  - интенсивность пожаротушения, л/(с·м<sup>2</sup>) (= 0,2 л/(с·м<sup>2</sup>));

$t$  – нормативное время пожаротушения, мин (= 30 мин или 1800с);

$S_{БПТ}$  - площадь боковой поверхности трансформатора, м<sup>2</sup>

Зная габариты трансформатора, найдём площадь поверхности, на которую поступает вода на пожаротушение:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot [(H \cdot B) + (H \cdot L)] = 2 \cdot [(5,3 \cdot 3,5) + (5,3 \cdot 5,8)] = 98,58 \text{ м}^2 \quad (9.10)$$

Глубина маслоприемника равна

$$h = \frac{V_{TM}}{S_{mn}} + \frac{V_{вода}}{S_{mn}} + h_g + h_{zp} = \frac{11,59}{66,0} + \frac{47,39}{66,0} + 0,05 + 0,25 = 1,19 \text{ м}, \quad (9.11)$$

где  $h_{gp} = 0,25 \text{ м}$  - толщина гравийной засыпки [26].

$h_в$  - глубина воздушного зазора между решеткой с гравием и смесью трансформаторного масла и воды в маслоприемнике, м (не менее 50 мм);

Схема маслоприёмника приведена на рисунке 10.3.

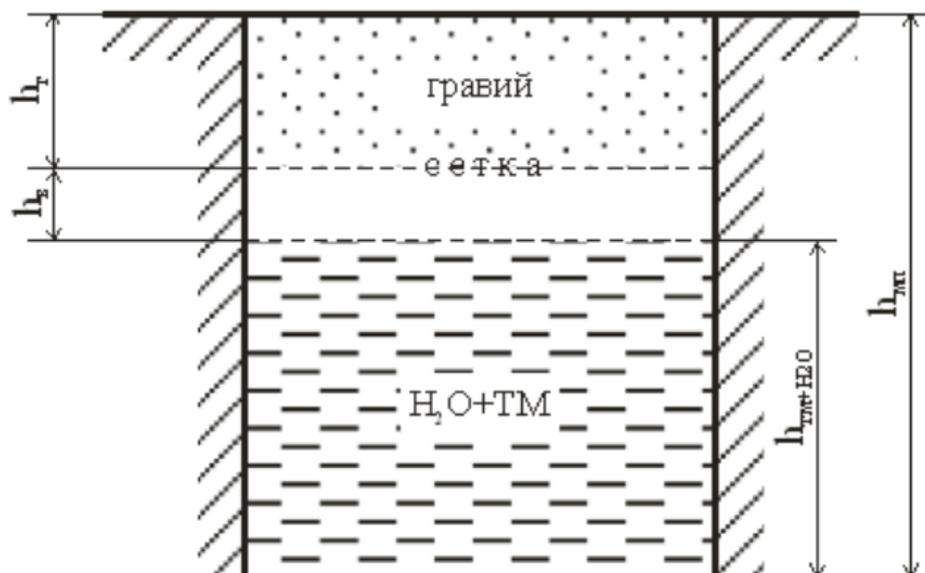


Рисунок 10.3 – Эскиз конструкции маслоприемника без отвода трансформаторного масла и воды

В случае срабатывания газовой и иных защит трансформатора необходимы его отключение и проведение химического анализа проб масла и газа.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

Контроль уровня масла в масляных вводах, а также профилактические осмотры должны осуществляться на подстанции с постоянным оперативным персоналом раз в сутки, а без него – не реже чем раз в месяц.

### 9.3 Чрезвычайные ситуации

По характеру происхождения чрезвычайные ситуации делятся на природные и антропогенные.

Так как реконструируемая сеть находится в республике Саха (Якутия), то к наиболее вероятным причинам природного характера можно отнести лесные пожары в летний период и сильные морозы – в зимний.

Однако, в электроэнергетике более вероятно возникновение ЧС ввиду аварий и нештатных ситуаций в самой энергосистеме, т.е. по причинам антропогенного характера.

Так как протекание электрического тока, особенно повышенное его значение, связано с нагревом проводников, то наиболее частым проявлением ЧС является возникновение пожаро- и взрывоопасных ситуаций.

В связи с чем необходимо подробнее рассмотреть обеспечение пожарной безопасности на реконструируемой ПС Хвойный и строящейся ВЛ 110 кВ.

#### *Обеспечение пожарной безопасности ПС Хвойный*

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

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

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Пожарная опасность на ОРУ напряжением 110 кВ обусловлена наличием в принимаемом оборудовании горючих веществ и материалов: изоляция обмоток трансформаторов тока и напряжения, маслonaполненное оборудование (больше 1000 кг в единице) – трансформаторы, краска корпусов электрических аппаратов, изоляция контрольных кабелей релейной защиты.

Причины пожара на ОРУ могут быть электрического и неэлектрического характера.

Причины пожара электрического характера следующие:

- короткие замыкания, вследствие которых происходит нагрев проводников, загорается изоляция и окружающие предметы. Устраняются устройствами релейной защиты – токовой отсечной (ТО), максимальной токовой защитой (МТЗ);

- перегрузка проводников при протекании по проводникам токов, на которые они не рассчитаны. Устраняется тепловой защитой;

- удары молнии на территории ОРУ. Устраняется с помощью стержневых молниеотводов, установленных на порталах и на территории ПС;

- электрические искры и дуги, которые появляются в аварийных режимах, а также в нормальных режимах при коммутации электрических цепей;

- большое переходное сопротивление при сужении пути протекания тока и в местах контактов возникает местный нагрев. Устраняется путем выполнения контактов массивными или неразъемными (сварными).

Причины неэлектрического характера:

- неисправность оборудования;

- несоблюдение персоналом правил пожарной безопасности.

На подстанциях с трансформаторами 35-154 кВ единичной мощностью менее 63 МВ·А противопожарный водопровод и водоем не предусматриваются [25].

Основными средствами пожаротушения на таких объектах являются:

- огнетушители;

- средства пожарной и охранной сигнализации;

- ручной инструмент;
- пожарные машины;
- пожарное оборудование;
- инвентарь и пожарные спасательные устройства.

*Пожарная безопасность при эксплуатации ВЛ 110 кВ Томмот – Хвойный.*

Пожарная безопасность при эксплуатации ВЛ 110 кВ обеспечивается в соответствии с «Правилами пожарной безопасности для энергетических предприятий» (РД. – СПб.: Издательство Деан, 2001).

На ВЛ должны быть организованы периодические и внеочередные осмотры. Периодические осмотры ВЛ проводятся по графику, утвержденному ответственным за электрохозяйство предприятия. Периодичность осмотров каждой ВЛ по всей длине должна быть не реже 1 раза в год. Внеочередные осмотры ВЛ или их участков должны проводиться при образовании на проводах и тросах гололеда, при пляске проводов, во время ледохода и разлива рек, при пожарах в зоне трассы ВЛ, после сильных бурь, ураганов и других стихийных бедствий. Профилактические осмотры должны проводиться в светлое время суток в условиях хорошей видимости.

При осмотре ВЛ необходимо проверять противопожарное состояние трассы: в охранной зоне линии не должно быть посторонних предметов, строений, стогов сена, штабелей леса, деревьев, угрожающих падением на линию или опасным приближением к проводам, складирования горючих материалов, костров; не должны выполняться работы сторонними организациями без письменного согласования с предприятием, которому принадлежит ВЛ.

Неисправности, обнаруженные при осмотре ВЛ и в процессе профилактических проверок и измерений, должны быть отмечены в эксплуатационной документации (журнале или ведомости дефектов) и в зависимости от их характера по указанию ответственного за электрохозяйство

предприятия устранены или в кратчайший срок, или при проведении технического обслуживания и ремонта.

Трассу ВЛ необходимо периодически расчищать от кустарников и деревьев и содержать в безопасном пожарном отношении состоянии; следует поддерживать установленную проектом ширину просек и проводить обрезку деревьев. Обрезку деревьев, растущих в непосредственной близости к проводам, производит предприятие, эксплуатирующее ВЛ. Деревья, создающие угрозу падения на провода и опоры, должны быть вырублены с последующим уведомлением об этой организации, в ведении которой находятся насаждения.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам выполнения ВКР в сетях Южно-Якутского энергорайона разработана схема подключения ПС Хвойный обеспечивающая первую категорию по надёжности электроснабжения. Предложено строительство двухцепной ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Томмот и ПС 110/10 кВ.

В выпускной квалификационной работе приведена характеристика района проектирования, выполнен расчет и прогнозирование электрических нагрузок, разработаны конкурентоспособные варианты, рассчитаны установившиеся режимы, выбрано основное оборудование, выбраны устройства РЗА для защиты трансформаторов проектируемой ПС Хвойный и рассчитаны уставки для них.

Разработана однолинейная схема ПС и план ПС Хвойный, на основании которых проведён расчет молниезащиты и заземления проектируемой подстанции.

Выполнен раздел по блоку безопасность и экологичность, в рамках которого рассчитаны уровни шума по проектируемой ПС и определены параметры маслоприёмного устройства трансформаторов.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Методическое пособие / А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. – Екатеринбург: Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. 52 с
- 2 Базуткин, В.В. Изоляция и перенапряжения в электрических системах / В.В. Базуткин, В.П. Ларионов, Ю.С. Пинталь. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
- 3 Булгаков А. Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 101 с.
- 4 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
- 5 ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ «Пожарная безопасность. Общие требования»
- 6 ГОСТ 12.2.024-87 «Шум. Трансформаторы силовые масляные».
- 7 ГОСТ 17.1.3.13-86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений»
- 8 ГОСТ 17.4.3.02-85 «Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ»
- 9 ГОСТ 17.4.3.04-85 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения»
- 10 ГОСТ 17.2.1.01-76\* «Охрана природы. Атмосфера. Классификация выбросов по составу»
- 11 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введён 2014-07-01. – М.: Изд-во Стандартиформ. – 2014.

- 12 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчие. - М.: Энергоатомиздат, 1989.- 438 с
- 13 Казакул А.А. Алгоритмы задач электроэнергетики: (методические указания к лабораторным работам) Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. – 134 с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7028.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7028.pdf)
- 14 Козулин, В.С. Электрооборудование станций и подстанций / В.С. Козулин, Л.Д. Рожкова. -М.: Энергоатомиздат, 1987. – 765 с.
- 15 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153-34.20.118.-2003 Утверждено приказом Минэнерго России от 30.06.03 №281
- 16 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции. Учебное пособие / сост.: Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013.
- 17 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд., - Изд-во БХВ - Петербург. 2013. - 608 с.
- 18 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.rastrwin.ru>. (дата обращения: 10.04.2022).
- 19 Официальный сайт АО «ДРСК» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.drsk.ru/> (дата обращения: 10.04.2022).
- 20 Официальный сайт ЗАО «ЗАТО» ВГТ-110 (У1, УХЛ1\*) выключатель элегазовый колонковый (трехполюсное/однополюсное исполнение) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/vyklyuchateli-elegazovye-kolonkovye/elegazovye-kolonkovye-vyklyuchateli-tipa-vgt-110/](https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/vyklyuchateli-elegazovye-kolonkovye/elegazovye-kolonkovye-vyklyuchateli-tipa-vgt-110/) (дата обращения: 10.04.2022).
- 21 Официальный сайт ООО «Энерго-Транс». Трансформаторы ТДН [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://en->

[trans.ru/catalog/transformatory-tdn/tdn-10000-kva-110-11-kv/](http://trans.ru/catalog/transformatory-tdn/tdn-10000-kva-110-11-kv/) (дата обращения: 10.05.2022).

22 Официальный сайт ПАО «ФСК ЕЭС» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.fsk-ees.ru/consumers/disclosures\\_in\\_accordance\\_with\\_government\\_decree\\_of\\_21\\_01\\_2004\\_24/tariffs\\_for\\_electric\\_energy\\_transmission/](http://www.fsk-ees.ru/consumers/disclosures_in_accordance_with_government_decree_of_21_01_2004_24/tariffs_for_electric_energy_transmission/) (дата обращения: 30.04.2022)

23 Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.

24 Положение об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в РФ, утверждённое приказом Государственного комитета РФ по охране окружающей среды от 16 мая 2000 г. № 372

25 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – СПб.: Издательство «Деан», 2000. – 352 с.

26 Правила устройства электроустановок. Минэнерго РФ. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 617 с.

27 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957).

28 Приказ Минэнерго России от 20.02.1994 N 14278тм-т1 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ».

29 РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95\*) Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. М.: ЗАО "Энергетические технологии", 2000 год

30 РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95\*) Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. М.: ЗАО "Энергетические технологии", 2000 год

31 РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования

32 Рекомендации по выбору уставок устройства защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.rza.ru/upload/iblock/b58/vybor-ustavok-sirius\\_t\\_versiya-3.pdf](https://www.rza.ru/upload/iblock/b58/vybor-ustavok-sirius_t_versiya-3.pdf): (дата обращения: 10.05.2022).

33 Руководство по эксплуатации вакуумного выключателя ВВ/TEL [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.tavrida.com/upload/iblock/923/TER\\_CBdoc\\_UG\\_13.pdf](https://www.tavrida.com/upload/iblock/923/TER_CBdoc_UG_13.pdf)(дата обращения: 14.04.2022).

34 Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах : учебное пособие / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Б.: Издательство АмГУ, 1999. – 238 с.

35 Сайт. Инфляционные калькуляторы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://уровень-инфляц-ии.рф/таблицы-инфляции> - 10.05.2022.

36 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»

37 СП 1.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Эвакуационные пути и выходы (с Изменением N 1)»

38 СП 6.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. «Электрооборудование. Требования пожарной безопасности»

39 СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция. СНиП 23-03-2003

40 СП 11-102-97 «Инженерно-экологические изыскания для строительства»

41 СП 47.13330.2012 Инженерные изыскания для строительства. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 11-02-96

42 Схема и программа развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2022-202 годы [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

(дата обращения: 10.05.2022).

43 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей : справочник / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

44 Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ (ред. от 13.07.2015 г.) «Об охране окружающей среды»

45 Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 г. N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

46 Федеральный закон от 04.05.1999 г. № 96-ФЗ (ред. от 13.07.2015 г.) «Об охране атмосферного воздуха».

47 Электротехнический справочник Т.3 / В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 964 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Результаты расчёта послеаварийных режимов

Таблица А1 - Вариант № 1. Послеаварийный режим. Отключение ВЛ 220 кВ Томмот – Хвойный. Таблица Узлы

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	B ш	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	1		220						237,8
Нагр	22		220						215,9
Нагр	100	Чульманская ТЭЦ	110	4,3	2,2	5,0	3,6		117,0
Ген+	101	Нерюнгринская ГРЭС	110	72,0	34,6	126,2	100,0		118,9
Нагр	102	Угольная 1	110	9,4	5,2				115,7
Нагр	103	Хатыми	110	0,7	0,4				114,1
Нагр	104	М.Нимныр	110	0,1	0,1				112,5
Нагр	105	Б.Нимныр	110	0,3	0,1				109,4
Нагр	106	Юхта	110	2,7	0,7				108,2
Нагр	107	Лебединая	110	18,0	8,6				106,4
Нагр	109	Рябиновая	110	2,9	1,2				107,1
Нагр	110	В.Куранах-1сш	110						107,5
Нагр	111	Н,Куранах	110	7,5	11,5				107,9
Нагр	112	ЗИФ-1сш	110	8,4	4,0				107,9
Нагр	116	Денисовская-1сш	110	2,6	1,0				117,6
Нагр	117	Дежневская-1сш	110	4,3	1,4				117,7
Нагр	120	Угольная 2	110	9,4	5,2				115,7
База	200	Нерюнгринская ГРЭС	220	126,7	-28,8	399,3	-96,3		235,0
Нагр	201	НПС-17	220	38,9	8,6				232,1
Нагр	202	Нижний Куранах	220						227,1
Нагр	203	НПС-18	220	39,6	10,9				232,7
Нагр	222		220						215,9
Нагр	223	Томмот	220						227,7
Нагр	224		220						224,0
Нагр	225		110						112,0

продолжение таблицы А1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	226		10						10,8
Нагр	227	НПС-16	220	37,0	11,5				224,2
Ген	228	НПС-15	220	5,3	2,9		-43,7		220,0
Нагр	229	АМГА	220	5,8	3,6				223,4
Ген	230	Майя	220	23,0	56,2		-12,0		220,0
Нагр	231		220						224,0
Нагр	232		110						112,0
Нагр	233		10						10,8
Нагр	234		110						107,5
Нагр	235		110						107,5
Нагр	236	Томмот 35 1сш	35	7,2	5,0				36,0
Нагр	237	Томмот 35 2сш	35	7,2	5,0				36,0
Нагр	238		10						10,3
Нагр	239		10						10,3
Нагр	240	Инаглинская 2	110	1,6	1,4				116,3
Нагр	241	Инаглинская 1	110	1,6	1,4				116,3
Нагр	301		35	20,3	15,4				37,4
Нагр	311	Н. Кур 1 сш	35	9,1	3,6				33,8
Нагр	400	Хвойный	220						227,4
Нагр	1121	ЗИФ-2сш	110	8,9	0,9				107,9
Нагр	1161	Денисовская-1сш	110	2,7	1,2				117,5
Нагр	1171	Дежневская-2сш	110	10,7	2,9				117,6
Нагр	3011		35						37,4
Нагр	3112	Н. Кур 2 сш	35	9,1	3,6				33,8
Нагр	4001		10	6,0	2,2				10,1
Нагр	4002		10	6,0	2,2				10,1
Нагр	11111		220						237,8

Таблица А2 - Вариант № 1. Послеаварийный режим. Отключение ВЛ 220 кВ Томмот – Хвойный. Таблица Ветви

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.	Идоп_25_ ДДТН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Выкл	3112	311	Н. Кур 2 сш - Н. Кур 1 сш						0,0	0,0	0,0		
Выкл	301	3011	-						10,1	7,7	196,1		
Выкл	4001	4002	-						-6,0	-2,2	365,4		
ЛЭП	107	106	Лебединая - Юхта	9,411	16,949		-92,616		35,2	-9,2	198,8	40,5	380
ЛЭП	109	107	Рябиновая - Лебединая	5,39	9,306		-59,18		16,9	-17,7	134,4	27,4	380
ЛЭП	117	101	Дежневская-1сш - Нерюнгринская ГРЭС	2,543	6,538		-42,908		42,0	4,8	207,3	31,5	510
ЛЭП	1161	1171	Денисовская-1сш - Дежневская-2сш	0,37	0,96		-6,3		34,0	2,5	167,3	25,4	510
ЛЭП	1171	101	Дежневская-2сш - Нерюнгринская ГРЭС	2,543	6,538		-42,908		44,6	5,4	220,7	33,6	510
ЛЭП	111	112	Н,Куранах - ЗИФ- 1сш	0,324	0,596		-3,216		-8,4	-4,0	49,6	10,1	380
ЛЭП	111	1121	Н,Куранах - ЗИФ- 2сш	0,32	0,6		-3,2		-8,9	-0,8	48,0	9,8	380
ЛЭП	116	117	Денисовская-1сш - Дежневская-1сш	0,373	0,958		-6,3		37,6	3,3	185,6	28,2	510
ЛЭП	100	1161	Чульманская ТЭЦ - Денисовская- 1сш	1,44	3,71		-24,3		31,1	1,4	153,7	23,4	510
ЛЭП	100	116	Чульманская ТЭЦ - Денисовская- 1сш	1,442	3,707		-24,324		34,9	2,3	172,6	26,2	510

продолжение таблицы А2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ЛЭП	103	102	Хатыми - Угольная 1	12,65	22,781		- 124,484		20,3	-2,6	104,6	21,3	380
ЛЭП	104	103	М.Нимныр - Хатыми	12,144	21,87		- 119,505		19,2	-2,2	100,1	20,4	380
ЛЭП	105	104	Б.Нимныр - М.Нимныр	11,638	20,959		- 114,526		40,0	-6,8	215,3	43,9	380
ЛЭП	106	105	Юхта - Б.Нимныр	5,009	9,022		-49,296		39,0	-7,5	212,8	43,4	380
ЛЭП	201	202	НПС-17 - Нижний Куранах	22,56	99,64		-629,8		-65,8	16,1	168,5	18,4	710
ЛЭП	201	202	НПС-17 - Нижний Куранах	22,56	99,64		-629,8		-65,8	16,1	168,5	18,4	710
ЛЭП	111	110	Н,Куранах - В.Куранах-1сш	2,53	4,556		- 24,8969		13,8	-18,6	125,3	25,6	380
ЛЭП	110	109	В.Куранах-1сш - Рябиновая	2,278	3,933		-25,017		13,9	-18,7	126,5	25,8	380
ЛЭП	202	223	Нижний Куранах - Томмот	4,55	20,35		-125,5		-25,1	15,5	74,9	8,2	710
ЛЭП	202	223	Нижний Куранах - Томмот	4,55	20,35		-125,5		-25,1	15,5	74,9	8,2	710
ЛЭП	202	227	Нижний Куранах - НПС-16	15,87	54,16		-341,5		-24,3	3,5	70,9	7,7	710
ЛЭП	202	227	Нижний Куранах - НПС-16	15,87	54,16		-341,5		-24,3	3,5	70,9	7,7	710
ЛЭП	227	228	НПС-16 - НПС-15	16,28	55,6		-350		-3,5	-6,9	63,4	6,9	710
ЛЭП	227	229	НПС-16 - АМГА	3,96	13,53		-85		-7,7	-8,0	37,3	4,1	710
ЛЭП	228	229	НПС-15 - АМГА	13,57	46,3		-292		1,9	22,7	59,8	6,5	710
ЛЭП	200	203	Нерюнгринская ГРЭС - НПС-18	16,15	72,17		-445		-109,6	21,0	274,1	29,9	710
ЛЭП	200	203	Нерюнгринская ГРЭС - НПС-18	16,15	72,17		-445		-109,6	21,0	274,1	29,9	710

продолжение таблицы А2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
ЛЭП	201	203	НПС-17 - НПС-18	7,15	31,9		-197		85,2	-11,8	218,5	23,9	710	
ЛЭП	201	203	НПС-17 - НПС-18	7,15	31,9		-197		85,2	-11,8	218,5	23,9	710	
ЛЭП	223	230	Томмот - Майя	41,67	186,44		-		1149,79	-11,7	22,9	94,5	10,3	710
ЛЭП	223	230	Томмот - Майя	41,67	186,44		-		1149,79	-11,7	22,9	94,5	10,3	710
ЛЭП	100	240	Чульманская ТЭЦ - Инаглинская 2	2,35	4,44		-28,2		-34,8	-2,2	172,1	43,0	380	
ЛЭП	100	241	Чульманская ТЭЦ - Инаглинская 1	2,35	4,44		-28,2		-31,9	-3,0	158,3	39,6	380	
ЛЭП	240	120	Инаглинская 2 - Угольная 2	1,94	3,33		-20,8		-33,0	-0,8	163,9	33,4	380	
ЛЭП	241	102	Инаглинская 1 - Угольная 1	1,94	3,33		-20,8		-30,2	-1,6	150,0	30,6	380	
ЛЭП	120	104	Угольная 2 - М.Нимныр	21,6	37,1		-231		-23,5	4,4	119,3	24,3	380	
ЛЭП	223	400	Томмот - Хвойный	1,68	5,67		-39,3		-12,1	-4,7	35,1	5,8	610	
ЛЭП	223	400	Томмот - Хвойный	1,68	5,67		-39,3						610	
Тр-р	11111	3011	-	0,98	82,52		51	0,159	-10,1	-10,8	35,9			
Тр-р	1	301	-	0,981	82,524		51	0,159	-10,2	-10,9	36,2			
Тр-р	11111	101	- Нерюнгринская ГРЭС	0,49			42,6	0,5	-16,6	25,1	73,1			
Тр-р	222	3112	- Н. Кур 2 сш	1,4	193,12		23	0,159	-9,1	-5,1	27,8			
Тр-р	22	311	- Н. Кур 1 сш	1,4	193,12		23	0,159	-9,1	-5,1	27,8			
Тр-р	224	226	-	1,4	193,12		23	0,048		-1,2	3,0			
Тр-р	231	233	-	1,4	193,12		23	0,048	0,0	-1,2	3,0			
Тр-р	222	111	- Н,Куранах	1,4			19	0,5	-5,5	-18,4	51,3			

продолжение таблицы А2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Тр-р	22	111	- Н,Куранах	1,433			19	0,5	-5,5	-18,4	51,3		
Тр-р	231	225	-	1,433			19	0,5	-7,3	-6,7	25,5		
Тр-р	224	232	-	1,433			19	0,5	-7,3	-6,7	25,5		
Тр-р	202	222	Нижний Куранах -	1,43	100,76		59	1	-14,6	-28,1	80,6		
Тр-р	223	224	Томмот -	1,43	100,76		59	1	-7,3	-11,2	33,8		
Тр-р	223	231	Томмот -	1,43	100,76		59	1	-7,3	-11,2	33,8		
Тр-р	234	238	-	2,6	52			0,096	0,0	0,0	0,0		
Тр-р	235	239	-	2,6	52			0,096	0,0	0,0	0,0		
Тр-р	234	236	- Томмот 35 1сш	2,6				0,335	-7,2	-5,0	47,3		
Тр-р	235	237	- Томмот 35 2сш	2,6				0,335	-7,2	-5,0	47,3		
Тр-р	232	234	-	2,6	88,9	1,7	12	1	-7,3	-5,8	47,8		
Тр-р	225	235	-	2,6	88,9	1,7	12	1	-7,3	-5,8	47,8		
Тр-р	1	101	- Нерюнгринская ГРЭС	0,491			42,6	0,5	-16,5	25,2	73,1		
Тр-р	200	11111	Нерюнгринская ГРЭС -	0,49	48,67		11,8	1	-26,7	12,8	72,8		
Тр-р	200	1	Нерюнгринская ГРЭС -	0,491	48,668		11,8	1	-26,7	12,8	72,8		
Тр-р	202	22	Нижний Куранах -	1,433	100,76		59	1	-14,6	-28,1	80,6		
Тр-р	400	4001	Хвойный -	27,7	613,4	0,23	0,45	0,048	-12,1	-6,7	35,1		
Тр-р	400	4002	Хвойный -	27,7	613,4	0,23	0,45	0,048					

Таблица А3 - Вариант № 2. Послеаварийный режим. Отключение ВЛ 110 кВ Томмот – Хвойный. Таблица Узлы

Тип	Номер	Название	U <sub>ном</sub>	P <sub>н</sub>	Q <sub>н</sub>	P <sub>г</sub>	Q <sub>г</sub>	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагр	1		242					243,7
Нагр	22		242					232,7
Нагр	100	Чульманская ТЭЦ	121	4,32	2,2	5,0	3,6	120,4
Ген	101	Нерюнгринская ГРЭС	121	72	34,6	0,1	65,3	121,8
Нагр	102	Угольная 1	121	9,36	5,2			119,4
Нагр	103	Хатыми	121	0,72	0,4			118,6
Нагр	104	М.Нимныр	121	0,144	0,1			117,7
Нагр	105	Б.Нимныр	121	0,288	0,1			115,9
Нагр	106	Юхта	121	2,736	0,7			115,2
Нагр	107	Лебедина	121	18	8,6			114,3
Нагр	109	Рябиновая	121	2,88	1,2			115,2
Нагр	110	В.Куранах-1сш	121					115,7
Нагр	111	Н.Куранах	121	7,488	11,5			116,3
Нагр	112	ЗИФ-1сш	121	8,352	4,0			116,3
Нагр	116	Денисовская-1сш	121	2,592	1,0			120,7
Нагр	117	Дежневская-1сш	121	4,32	1,4			120,9
Нагр	120	Угольная 2	121	9,36	5,2			119,4
База	200	Нерюнгринская ГРЭС	242	126,72	-28,8	522,6	-80,4	244,6
Нагр	201	НПС-17	242	38,88	8,6			245,9
Нагр	202	Нижний Куранах	242					243,2
Нагр	203	НПС-18	242	39,6	10,9			245,4
Нагр	222		242					232,7
Нагр	223	Томмот	242					244,5
Нагр	224		242					238,6
Нагр	225		121					120,5
Нагр	226		13,8					11,5
Нагр	227	НПС-16	242	37,008	11,5			239,2

продолжение таблицы А3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ген	228	НПС-15	242	5,328	2,9	0,1	-62,3	233,2
Нагр	229	АМГА	242	5,76	3,6			238,1
Ген	230	Майя	242	23,04	56,2	0,1	-14,5	240,8
Нагр	231		242					241,0
Нагр	232		121					119,2
Нагр	233		13,8					11,6
Нагр	234		121					115,1
Нагр	235		121					116,4
Нагр	236	Томмот 35 1сш	38,5	7,2	5,0			38,5
Нагр	237	Томмот 35 2сш	38,5	7,2	5,0			38,9
Нагр	238		13,8					11,0
Нагр	239		13,8					11,2
Нагр	240	Инаглинская 2	121	1,584	1,4			119,8
Нагр	241	Инаглинская 1	121	1,584	1,4			119,8
Нагр	301		38,5	20,304	15,4			38,3
Нагр	311	Н. Кур 1 сш	38,5	9,072	3,6			36,5
Нагр	400	Хвойный	121					118,8
Нагр	1121	ЗИФ-2сш	121	8,928	0,9			116,3
Нагр	1161	Денисовская-1сш	121	2,736	1,2			120,7
Нагр	1171	Дежневская-2сш	121	10,656	2,9			120,8
Нагр	3011		38,5					38,3
Нагр	3112	Н. Кур 2 сш	38,5	9,072	3,6			36,5
Нагр	4001		13,8	6	2,2			10,8
Нагр	4002		13,8	6	2,2			10,8
Нагр	11111		242					243,7

Таблица А4 - Вариант № 2. Послеаварийный режим. Отключение ВЛ 110 кВ Томмот – Хвойный. Таблица Ветви

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.	Идоп_25_ДДТН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Выкл	3112	311	Н. Кур 2 сш - Н. Кур 1 сш						0,0	0,0	0,4		
Выкл	301	3011	-						10,1	7,7	191,3		
Выкл	4001	4002	-						5,9	2,2	335,5		
ЛЭП	107	106	Лебединая - Юхта	9,4	16,9		-92,6		29,6	-10,2	160,5		
ЛЭП	109	107	Рябиновая - Лебединая	5,4	9,3		-59,2		11,5	-18,4	112,1		
ЛЭП	117	101	Дежневская-1сш - Нерюнгринская ГРЭС	2,5	6,5		-42,9		38,3	1,9	183,1	27,8	510
ЛЭП	1161	1171	Денисовская-1сш - Дежневская-2сш	0,4	1,0		-6,3		30,3	-0,3	144,8	22,0	510
ЛЭП	1171	101	Дежневская-2сш - Нерюнгринская ГРЭС	2,5	6,5		-42,9		40,9	2,6	196,1	29,8	510
ЛЭП	111	112	Н,Куранах - ЗИФ- 1сш	0,3	0,6		-3,2		-8,3	-4,0	46,0		
ЛЭП	111	1121	Н,Куранах - ЗИФ- 2сш	0,3	0,6		-3,2		-8,9	-0,8	44,5		
ЛЭП	116	117	Денисовская-1сш - Дежневская-1сш	0,4	1,0		-6,3		33,9	0,5	162,3	24,7	510
ЛЭП	100	1161	Чульманская ТЭЦ - Денисовская-1сш	1,4	3,7		-24,3		27,4	-1,3	131,8	20,0	510
ЛЭП	100	116	Чульманская ТЭЦ - Денисовская-1сш	1,4	3,7		-24,3		31,2	-0,4	149,9	22,8	510
ЛЭП	103	102	Хатыми - Угольная 1	12,7	22,8		-124,5		17,1	-4,7	88,6	18,1	380
ЛЭП	104	103	М.Нимыр - Хатыми	12,1	21,9		-119,5		16,1	-3,9	83,3	17,0	380

продолжение таблицы А2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ЛЭП	105	104	Б.Нимныр - М.Нимныр	11,6	21,0		-114,5		33,8	-9,2	176,6	36,0	380
ЛЭП	106	105	Юхта - Б.Нимныр	5,0	9,0		-49,3		33,1	-9,5	173,4		
ЛЭП	201	202	НПС-17 - Нижний Куранах	22,6	99,6		-629,8		-68,1	23,9	169,6	18,5	710
ЛЭП	201	202	НПС-17 - Нижний Куранах	22,6	99,6		-629,8		-68,1	23,9	169,6	18,5	710
ЛЭП	111	110	Н,Куранах - В.Куранах-1сш	2,5	4,6		-24,9		8,5	-19,2	105,7		
ЛЭП	110	109	В.Куранах-1сш - Рябиновая	2,3	3,9		-25,0		8,5	-19,4	107,2		
ЛЭП	202	223	Нижний Куранах - Томмот	4,6	20,4		-125,5		-24,9	24,2	82,4	9,0	710
ЛЭП	202	223	Нижний Куранах - Томмот	4,6	20,4		-125,5		-24,9	24,2	82,4	9,0	710
ЛЭП	202	227	Нижний Куранах - НПС-16	15,9	54,2		-341,5		-24,3	-1,2	76,3	8,3	710
ЛЭП	202	227	Нижний Куранах - НПС-16	15,9	54,2		-341,5		-24,3	-1,2	76,3	8,3	710
ЛЭП	227	228	НПС-16 - НПС-15	16,3	55,6		-350,0		-3,5	-14,5	83,2	9,1	710
ЛЭП	227	229	НПС-16 - АМГА	4,0	13,5		-85,0		-7,7	-14,9	51,1	5,6	710
ЛЭП	228	229	НПС-15 - АМГА	13,6	46,3		-292,0		1,8	31,7	78,7	8,6	710
ЛЭП	200	203	Нерюнгринская ГРЭС - НПС-18	16,2	72,2		-445,0		111,9	33,0	275,4	30,1	710
ЛЭП	200	203	Нерюнгринская ГРЭС - НПС-18	16,2	72,2		-445,0		111,9	33,0	275,4	30,1	710
ЛЭП	201	203	НПС-17 - НПС-18	7,2	31,9		-197,0		87,6	-19,8	218,0	23,8	710
ЛЭП	201	203	НПС-17 - НПС-18	7,2	31,9		-197,0		87,6	-19,8	218,0	23,8	710
ЛЭП	223	230	Томмот - Майя	41,7	186,4		-		-11,5	31,9	89,0	9,7	710

продолжение таблицы А2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ЛЭП	223	230	Томмот - Майя	41,7	186,4		-		-11,5	31,9	89,0	9,7	710
ЛЭП	100	240	Чульманская ТЭЦ - Инаглинская 2	2,4	4,4		-28,2		-30,8	0,7	147,9	37,0	380
ЛЭП	100	241	Чульманская ТЭЦ - Инаглинская 1	2,4	4,4		-28,2		-28,5	-0,4	136,9	34,2	380
ЛЭП	240	120	Инаглинская 2 - Угольная 2	1,9	3,3		-20,8		-29,1	2,0	140,5	28,7	380
ЛЭП	241	102	Инаглинская 1 - Угольная 1	1,9	3,3		-20,8		-26,8	0,8	129,3	26,4	380
ЛЭП	120	104	Угольная 2 - М.Нимныр	21,6	37,1		-231,0		-19,6	7,1	100,8	20,6	380
ЛЭП	232	400	- Хвойный	1,7	5,7		-39,3		-12,1	-5,3	65,2		
ЛЭП	225	400	- Хвойный	1,7	5,7		-39,3						
Тр-р	11111	3011	-	1,0	82,5		51,0	0,2	-10,1	-10,9	35,3		
Тр-р	1	301	-	1,0	82,5		51,0	0,2	-10,2	-11,0	35,5		
Тр-р	11111	101	- Нерюнгринская ГРЭС	0,5			42,6	0,5	-75,9	10,5	181,6		
Тр-р	222	3112	- Н. Кур 2 сш	1,4	193,1		23,0	0,2	-9,0	-5,2	25,9		
Тр-р	22	311	- Н. Кур 1 сш	1,4	193,1		23,0	0,2	-9,0	-5,2	25,9		
Тр-р	224	226	-	1,4	193,1		23,0	0,0	0,0	-1,3	3,2		
Тр-р	231	233	-	1,4	193,1		23,0	0,0		-1,3	3,2		
Тр-р	222	111	- Н,Куранах	1,4			19,0	0,5	-8,1	-18,8	50,7		
Тр-р	22	111	- Н,Куранах	1,4			19,0	0,5	-8,1	-18,8	50,7		
Тр-р	231	225	-	1,4			19,0	0,5	-7,3	-6,8	23,8		
Тр-р	224	232	-	1,4			19,0	0,5	-19,4	-12,0	55,1		
Тр-р	202	222	Нижний Куранах -	1,4	100,8		59,0	1,0	-17,2	-29,1	80,2		
Тр-р	223	224	Томмот -	1,4	100,8		59,0	1,0	-19,4	-17,9	62,3		
Тр-р	223	231	Томмот -	1,4	100,8		59,0	1,0	-7,3	-11,9	32,9		

продолжение таблицы А2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Гр-р	234	238	-	2,6	52,0			0,1	0,0	0,0	0,0		
Гр-р	235	239	-	2,6	52,0			0,1					
Гр-р	234	236	- Томммот 35 1сш	2,6				0,3	-7,2	-5,0	44,1		
Гр-р	235	237	- Томммот 35 2сш	2,6				0,3	-7,2	-5,0	43,6		
Гр-р	232	234	-	2,6	88,9	1,7	12,0	1,0	-7,2	-5,7	44,7		
Гр-р	225	235	-	2,6	88,9	1,7	12,0	1,0	-7,3	-5,7	44,3		
Гр-р	1	101	- Нерюнгринская ГРЭС	0,5			42,6	0,5	-75,8	10,6	181,4		
Гр-р	200	11111	Нерюнгринская ГРЭС -	0,5	48,7		11,8	1,0	-86,1	-7,2	204,0		
Гр-р	200	1	Нерюнгринская ГРЭС -	0,5	48,7		11,8	1,0	-86,1	-7,2	204,0		
Гр-р	202	22	Нижний Куранах -	1,4	100,8		59,0	1,0	-17,2	-29,1	80,2		
Гр-р	400	4001	Хвойный -	8,0	139,0	1,1	5,3	0,1					
Гр-р	400	4002	Хвойный -	8,0	139,0	1,1	5,3	0,1	-11,8	-5,9	64,1		

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Защита от прямых ударов молнии ПС Хвойный

$h := 19$       высота молниеотвода, (м)

*Расстояние между молниеотводами 1 и 2, (м)*

$L_{M12} := 25$       входит в пределы       $2h < L < 4h$

$h_x := 11$       высота защищаемого объекта, (м).      (линейные порталы)

эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{эф} := 0.85 \cdot h = 16.15$$

радиус зоны защиты на уровне земли, (м):

$$r_o := (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h = 20.178 \blacksquare$$

наименьшая высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами для зоны А ( $U \leq 750$  кВ), (м):

$$h_{сх} := h_{эф} - (0.17 + 0.0003h) \cdot (L_{M12} - h) = 15.096$$

Для данного расстояния между молниеотводами также принимается, что половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равно радиусу зоны защиты на

$$r_{со} := r_o \cdot \left[ 1 - \frac{0.2 \cdot (L_{M12} - 2 \cdot h)}{h} \right] = 22.939$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_{1х} := r_o \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) = 6.434$$

половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами для зоны А ( $U \leq 750$  кВ), (м):

$$r_{1сх} := r_{со} \cdot \frac{h_{сх} - h_x}{h_{сх}} = 6.224$$

*Расстояние между молниеотводами 2 и 3, (м)*

$L_{M23} := 21$       входит в пределы       $h < L < 2h$

Для данного расстояния между молниеотводами также принимается, что половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равно радиусу зоны защиты на уровне земли:

$$r_{со} := r_o$$

$$r_{со} = 20.2$$

наименьшая высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами для зоны А ( $U \leq 750$  кВ), (м):

$$h_{сх} := h_{эф} - (0.17 + 0.0003h) \cdot (L_{M23} - h)$$

$$h_{сх} = 15.8$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами для зоны А ( $U \leq 750$  кВ), (м):

$$r_{3cx} := r_{co} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \quad r_{3cx} = 6.1$$

Расстояние между молниеотводами 3 и 4, (м)

$$L_{M34} := 2C \quad \text{входит в пределы} \quad h < L < 2h$$

Для данного расстояния между молниеотводами также принимается, что половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равно радиусу зоны защиты на уровне земли:

$$r_{co} := r_o \quad r_{co} = 20.2$$

наименьшая высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами для зоны А ( $U \leq 750$  кВ), (м):

$$h_{cx} := h_{эф} - (0.17 + 0.0003h) \cdot (L_{M34} - h) \quad h_{cx} = 16.0$$

половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами для зоны А ( $U \leq 750$  кВ), (м):

$$r_{3cx} := r_{co} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \quad r_{3cx} = 6.3$$

Расстояние между молниеотводами 1 и 5, (м)

$$L_{M15} := 3C \quad \text{входит в пределы} \quad 2h < L < 4h$$

Для данного расстояния между молниеотводами также принимается, что половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равно радиусу зоны защиты на уровне земли:

$$r_{co} := r_o \cdot \left[ 1 - \frac{0.2(L_{M15} - 2 \cdot h)}{h} \right] \quad r_{co} = 21.9$$

наименьшая высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами для зоны А ( $U \leq 750$  кВ), (м):

$$h_{cx} := h_{эф} - (0.17 + 0.0003h) \cdot (L_{M15} - h) \quad h_{cx} = 14.2$$

половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами для зоны А ( $U \leq 750$  кВ), (м):

$$r_{4cx} := r_{co} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \quad r_{4cx} = 5.0$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расстояние между молниеотводами 8 и 9, (м)

$$L_{M89} := 3С \quad \text{входит в пределы} \quad h < L < 2h$$

$$h_M := 1С \quad \text{высота молниеотвода, расположенного на мачте (м)}$$

эффективная высота молниеотвода, (м):

$$h_{эфM} := 0.85h_M = 16.15$$

$$h_x := 11 \quad \text{высота защищаемого объекта - линейный портал, (м).}$$

радиус зоны защиты на уровне земли, (м):

$$r_{co} := (1.1 - 0.002h_M) \cdot h_M = 20.178$$

Для данного расстояния между молниеотводами также принимается, что половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равно радиусу зоны защиты на уровне земли:

$$r_{co} := r_0$$

$$r_{co} = 20.2$$

наименьшая высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами для зоны А ( $U \leq 750$  кВ), (м):

$$h_{cx} := h_{эф} - (0.17 + 0.0003h) \cdot (L_{M89} - h)$$

$$h_{cx} = 14.2$$

половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами для зоны А ( $U \leq 750$  кВ), (м):

$$r_{3cx} := r_{co} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}}$$

$$r_{3cx} = 4.6$$

Так как Расстановка молниеотводов симметрична зоны защиты между остальными порталами принимаются по рассчитанным выше

## Приложение В

### Расчет заземления ПС Хвойный

Верхний слой грунта: почва

удельное сопротивление верхнего слоя грунта, (Ом*м)	$\rho_1 := 50$
Толщина верхнего слоя грунта, (м)	$h_1 := 0.4$
Климатическая зона	$N := 2$
Время отключения, (с)	$t_{сз} := 0.15$
Вспомогательный коэффициент для стали	$\beta := 21$
Ток молнии, (кА)	$I_M := 40$

#### 1. Расчет удельного сопротивления грунта

коэффициент сезонности для первой климатической зоны	$\psi := 2.7$
удельное сопротивление верхнего слоя грунта, (Ом*м)	$\rho_1 := 50$
удельное сопротивление второго слоя грунта, (Ом*м)	

$$\rho_2 := \frac{\rho_1}{\psi} \quad \rho_2 = 18.519$$

#### 2. Рассчитываем контур сетки заземлителя, если ПС имеет размеры.

$A := 124$	длина ПС, (м).
$B := 50$	ширина ПС, (м).
площадь ПС с учетом выноса сетки заземления на 1,5 м за пределы ПС,	
$S := (A + 1.5 \cdot 2)(B + 1.5 \cdot 2)$	$S = 6731 \text{ м}^2$

#### 3. Принимаем диаметр горизонтальных прутков в сетке по условиям мех. прочности.

$d_{пр\_гор} := 15$	мм	$I_{кз} := 10290$	А
$R_{пр\_гор} := \frac{d_{пр\_гор}}{2}$		$R_{пр\_гор} = 7.5$	
$F_{мехпроч} := \pi \cdot R_{пр\_гор}^2$		$F_{мехпроч} = 176.715$	мм <sup>2</sup>

Определяем сечение прутка по термической стойкости, мм<sup>2</sup>

$$F_{ТС} := \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot t_{сз}}{400 \cdot \beta}} \quad F_{ТС} = 43.492$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

### 4. Определяем сечение прутка по коррозионной стойкости.

$a_k := 0.005$ ;       $c_k := -0.010$       средние значения коэффициентов, зависящие от  
 $b_k := 0.002$ ;       $\alpha_k := 0.040$       грунта.

$T := 24$       время использования заземления, (месяцы).

$$S_{cp} := a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^2 + c_k \cdot (\ln(T)) + \alpha_k \quad S_{cp} = 0.97$$

$$F_{кор} := 3.14 S_{cp} \cdot (d_{пр\_гор} + S_{cp}) \quad F_{кор} = 48.622 \quad \text{мм}^2$$

$$F_{min} := F_{кор} + F_{тс} \quad F_{min} = 92.114 \quad \text{мм}^2$$

$$F_{мехпроч} = 176.715 \quad \text{мм}^2$$

п.к.  $F_{мехпроч}$  больше  $F_{min}$ , то условие выполняется.

$H := 2$       для первой климатической зоны толщина слоя сезонных  
 изменений грунта, (м).

$t_{верт} := 0.8$       глубина заложения верхнего конца вертикального прутка, (м).

$d_{верт} := 15$       диаметр вертикального прутка, (мм).

$l_{верт} := 5$       длина вертикального прутка, (м).

### 6. Рассчитываем общую длину горизонтальных полос (м).

$l_{nn} := 6$       расстояние между полосами сетки, (м).

$$L_{гор} := \frac{(A + 2 \cdot 1.5)(B + 3)}{l_{nn}} + \frac{(B + 3) \cdot (A + 3)}{l_{nn}} \quad L_{гор} = 2.244 \times 10^3$$

Уточняется длина горизонтальных полос квадратичной модели, (м):

$$l_{гор} := \sqrt{S} \quad l_{гор} = 82.043$$

Определяем число ячеек:  $S = 6.731 \times 10^3$

$$m := \frac{L_{гор}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad m = 12.674 \quad m := 13$$

Определяем длину стороны ячейки:

$$b_{ячейки} := \frac{\sqrt{S}}{m} \quad b_{ячейки} = 6.311$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L := 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad L = 2.297 \times 10^3$$

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n'_B := \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{6} \qquad n'_B = 54.695$$

принимаем количество вертикальных электродов  $n_B := 55$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя в верхнем слое грунта  
грунта, (Ом):

$$\frac{l_{\text{верт}}}{\sqrt{S}} = 0.061 \qquad \text{следовательно} \qquad A' := 0.061$$

$$R_{1s} := \rho_1 \cdot \left( \frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{\text{гор}} + n_B \cdot l_{\text{верт}}} \right) \qquad R_{1s} = 0.057$$

$$R_{2s} := \rho_2 \cdot \left( \frac{A'}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{\text{гор}} + n_B \cdot l_{\text{верт}}} \right) \qquad R_{2s} = 0.021$$

Находим импульсный коэффициент для обоих слоев

$$\alpha_{и1} := \sqrt{\frac{1500 \sqrt{S}}{(\rho_1 + 320) \cdot (l_M + 45)}} \qquad \alpha_{и1} = 1.978$$

$$\alpha_{и2} := \sqrt{\frac{1500 \sqrt{S}}{(\rho_2 + 320) \cdot (l_M + 45)}} \qquad \alpha_{и2} = 2.068$$

Рассчитываем импульсное сопротивление заземлителя, (Ом)

$$R_{и1} := R_{1s} \cdot \alpha_{и1} \qquad R_{и1} = 0.113$$

$$R_{и2} := R_{2s} \cdot \alpha_{и2} \qquad R_{и2} = 0.04$$

$$R_{об} := R_{и1} + R_{и2} \qquad R_{об} = 0.2$$

$R_{и1}$  и  $R_{и2}$  меньше 0.5 (условие соблюдается)