

**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 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

на тему: Инновационное развитие электрических сетей Южно-Якутского  
энергорайона при вводе подстанции 110кВ Комсомольская

Исполнитель

студент группы 942-ом

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

М.А. Рудаков

Руководитель

профессор, доктор.техн.наук

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

Н.В. Савина

Руководитель магистерской

программы

профессор, доктор.техн.наук

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

ассистент

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

И.А. Лисогурский

Рецензент

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

Благовещенск 2021

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

« 10 » 03 2021 г.

### ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Рудаков Михаила Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Инновационное развитие электрических сетей Южно-Якутского энергорайона при вводе подстанции 110кВ Комсомольская  
(утверждено приказом от 20.02.21 № 37Р.94)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 11.06.21

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схемы и программы развития электроэнергетики Южно-Якутского района, карта схема Южно-Якутского района

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

Анализ силовой схемы существующего района; Разработка вариантов подстанции Подстанция Комсомольская 110кВ с применением инновационного оборудования; Выбор оптимального варианта подстанции.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 2 листа графиков, 32 таблицы, 12 единиц иллюстративного материала, 3 приложения

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

7. Дата выдачи задания 10.03.21

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна  
профессор, докт. техн. наук.

Задание принял к исполнению (дата): 11.03.21

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 98 с., 37 формулы, 12 рисунков, 32 таблицы, 20 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, РАЦИОНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, КОМПЕНСИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ДЛИТЕЛЬНО-ДОПУСТИМЫЙ ТОК, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ.

В данной выпускной квалификационной работе произведено проектирование инновационной схемы развития электрической сети Республики Саха (Якутия) при подключении подстанции Комсомольская. Произведен анализ схемно-режимной ситуации. Были предложены варианты подключения ПС Комсомольская к действующей сети. Выполнены расчеты режимов и токов короткого замыкания. Выбраны силовые трансформаторы, провода, выключатели. На основании расчета экономической эффективности с учетом фактора надежности выбран оптимальный вариант.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Анализ схемно-режимной ситуации района	8
1.1 Краткая характеристика района проектирования	9
1.2 Климатическая характеристика района проектирования	11
1.3 Характеристика рельефа	11
1.4 Структурный анализ электрической сети района проектирования	12
1.4.1 Выбор эквивалента сети	12
1.4.2 Анализ источников питания	15
1.4.3 Структурный анализ линий	20
1.4.4 Структурный анализ подстанций	22
1.5 Анализ режимной ситуации электрической сети района инновационного развития	16
1.5.1 Прогнозирование нагрузок	26
1.5.2 Выбор и характеристика ПВК для расчета режима	30
1.5.3 Расчет и анализ нормального режима существующей сети	33
1.5.4 Расчет послеаварийного режима	46
2 Современное состояние применяемых инновационных технологий	55
3 Разработка вариантов инновационного развития сетей Южно-Якутского энергорайона	63
3.1 Возможные варианты подключения	63
3.2 Техническая проработка вариантов подключения ПС Комсомольская	65
3.2.1 Выбор сечения проводников	65
3.2.2 Выбор силовых трансформаторов	67
3.3 Техничко-экономический расчет вариантов подключения	69
3.3.1 Расчет капиталовложений	69
3.3.2 Расчет экономических издержек	70

3.3.3 Оценка экономической эффективности проекта	72
3.3.4 Расчет надежности	75
4 Расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования	76
4.1 Расчет ТКЗ в программе RastrWin3	76
4.2 Выбор оборудования	79
4.3 Опоры ВЛ 110 кВ	82
4.4 Расчет нормального режима	82
4.5 Расчет послеаварийного режима	91
Заключение	96
Библиографический список	97
ПРИЛОЖЕНИЕ А Экономический расчет в ПВК MathCad 15	100
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет надежности проектируемой подстанции	109
ПРИЛОЖЕНИЕ В Расчет токов КЗ в ПВК RastrWin 3	115

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ПС – подстанция;

РУ – открытое распределительное устройство;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока.

## ВВЕДЕНИЕ

Современные энергетические системы, представляют собой объединение десятков мощных электростанций, связанных между собой сетью высокого напряжения протяжением в сотни и тысячи километров с сотнями высоковольтных понижающих подстанций и сотнями тысяч различных приемников электрической энергии. В этих условиях рассматривать режим работы генераторов отдельно от режимов работы сетей и электроприемников невозможно. Появился ряд вопросов, правильное разрешение которых стало невыполнимым без рассмотрения всей энергетической системы, как единого целого.

На сегодняшний день одной из главных задач энергетики является надежное электроснабжение всех потребителей качественной энергией.

Данная магистерская диссертация рассматривает строительство новой подстанции Комсомольская, а также реконструкцию существующей электрической сети для присоединения данной подстанции с применением инновационных технологии и оборудования.

Целью магистерской диссертации является разработка оптимального варианта для электроснабжения потребителей ПС Комсомольская, выбор сечения линии электропередачи и подстанционного оборудования.

В ходе разработки оптимального варианта необходимо решить следующие задачи:

- 1) Выполнение структурного анализа источников питания, существующих линий и подстанций;
- 2) Нахождение узких мест и выявление основных недостатков функционирования сети;
- 3) Оценка перспектив развития района;

- 4) Построение вариантов сети и их анализ;
- 5) Расчёт и анализ установившихся режимов;
- 6) Выбор оптимального варианта сети на основе технико-экономических показателей;

Проектирование подстанции Комсомольская с применением инновационных технологий и оборудования.

# 1 АНАЛИЗ СХЕМНО – РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ РАЙОНА

## 1.1 Краткая характеристика района проектирования

На территории Республики Саха (Якутия) получили развитие электрические сети напряжением 220 кВ, 110 кВ.

Системообразующая сеть энергосистемы сформирована на напряжении 220-110 кВ, распределительная – на напряжении 110 кВ и ниже.

Энергосистема Республики Саха (Якутия) состоит из трех энергорайонов: Западного, Центрального и Южного-Якутского (ЮЯЭР). С 01.01.2019 Западный и Центральный энергорайоны вошли в состав объединенной энергосистемы Востока, располагающейся на территории Дальнего Востока, работающей изолированно в составе второй синхронной зоны. [1]

Рассматриваемый в данной работе ЮЯЭР обеспечивает электроэнергией Южно-Якутский территориально-промышленный комплекс, Нерюнгринский и Алданский промышленные и сельскохозяйственные узлы. Основным источником электроснабжения потребителей энергорайона является Нерюнгринская ГРЭС установленной мощностью 570 МВт, входящая в состав АО «ДГК». В настоящее время Южно-Якутский энергорайон работает в составе ОЭС Востока: связь осуществляется по КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19, КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19. Также на территории энергорайона электроснабжение ПС 220 кВ Хани осуществляется от сетей ОЭС Сибири по ВЛ 220 кВ Хани – Юктали с отпайкой на ПС Олекма и ВЛ 35 кВ Хани – Хани № 2, электроснабжение ПС 220 кВ Эльгауголь от энергосистемы Амурской области по ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь. [1].

АО «Дальневосточная генерирующая компания», является основной

генерирующей компания организацией в Республике Саха (Якутия), осуществляющей деятельность в трех энергорайонах: Центральном, Западном, Южно-Якутском.

Электрические сети напряжением 220 кВ, находящиеся на территории ЮЯЭР, обслуживаются филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – «Амурское ПМЭС» и относятся к объектам магистральной электрической сети ПАО «ФСК ЕЭС».

В ЮЯЭР Республики Саха (Якутия) на балансовой принадлежности Амурского ПМЭС филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока находятся ПС 220 кВ Нижний Куранах, ПС 220 кВ НПС-16, ПС 220 кВ НПС-17, ПС 220 кВ НПС-18, ПС 220 кВ НПС-19, ПП 220 кВ Амга общей трансформаторной мощностью 512 МВА, а также линии электропередач напряжением 220 кВ общей протяженностью 1607 км.

В ЮЯЭР электрические сети напряжением 6-110 кВ (за исключением сетей, принадлежащих территориальным сетевым организациям) находятся на балансовой принадлежности филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские электрические сети».

Техническое состояние линий электропередачи и подстанций поддерживается в удовлетворительном состоянии.

## **1.2 Климатическая характеристика района проектирования**

Подстанция Комсомольская будет расположена на юге Республики Саха (Якутия).

Климат района проектирования резко-континентальный. Зима холодная, сухая, малоснежная, безоблачная. Лето преимущественно – теплое, дождливое, но со значительным количеством солнечного сияния. Среднегодовая температура воздуха составляет минус 6,9°С. Абсолютный минимум минус 54°С приходится на январь и февраль. Абсолютный максимум – 35°С.

Гололёд – явление редкое, наблюдается 1 день в 10 лет. Нормативная толщина стенки гололёда на высоте 10 м – 20 мм.

Изморозь может наблюдаться с сентября по май. Распределение изморози неравномерно. Образование изморози зависит от рельефа и высоты места, производственно-бытовой деятельности человека и других местных условий.

Основные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические показатели

Наименование	Показатели
1	2
Район по гололеду	III
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Район по ветру	II
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 20 до 40
Степень загрязнения атмосферы	I
<b>Температуры воздуха:</b>	
Среднегодовая, °С	минус 6,9
Минимальная, °С	минус 54
Максимальная, °С	плюс 35
Наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, °С	минус 37
При гололедно-изморезевых отложениях, °С	минус 10
При ветре	минус 10

По результатам климатической характеристики выбирается климатическое исполнение устанавливаемого оборудования.

### **1.3 Характеристика рельефа**

Южная Якутия – это территория, состоящая из ряда горных хребтов, кольцевых групп, плоскогорий, горных впадин с довольно сложной геологической историей и разнообразным геоморфологическим строением. Здесь преобладают среднегорный и высокогорный ландшафты с колебанием высот от 650 до 2420 метров над уровнем моря. На юге Республики Саха (Якутия) расположены Алданское нагорье (средняя высота 650 – 1200 м) и Становой хребет (с высотами 800 – 850 м).

Почти вся территория республики Саха (Якутия), в том числе район проектирования, лежит в зоне сплошной вечной мерзлоты. В течение лета верхний слой почвы оттаивает на глубину лишь до 3,5 м.

На большей части территории Якутии развиты мерзлотно-таежные почвы. В горных районах - мерзлотно-горно-лесные и горно-тундровые почвы. В республике высока засоленность почв.

В тайге преобладает даурская лиственница (85 % лесной площади), также повсеместно распространены сосна, кедровый стланик, ель, берёза, осина, в южных районах – кедр сибирский, в горных – душистый тополь и чозения.

Наиболее крупные реки, протекающие по территории Нерюнгринского района – Алдан, Амедичи, Унгра, Учур, Тимптон, Иенгра, Чульман, Гонам, Гыным, Алгама, Сутам.

Реки берут свое начало в Становом, Джугджурском и внутренних хребтах и проложили свои долины по линиям тектонических нарушений. Большинство из них имеют горный характер. Им характерны большие скорости течения, резкие колебания уровня воды, множество порогов, перекатов, шивер.

Нерюнгринский район – один из основных минерально-сырьевых районов Республики Саха (Якутия). Он располагает промышленными запасами

золота, коксующихся и энергетических углей, железных руд, строительных материалов, слюды, пьезооптического сырья, полудрагоценных и ювелирных камней. Уголь является одним из основных и важнейших полезных ископаемых Южной Якутии. На его территории располагается Южно-Якутский каменноугольный бассейн, который разделен на четыре угленосных района: Усмунский, Алдано-Чульманский, Гонамский и Токинский. Геологические запасы в большей части высококачественных коксующихся углей оцениваются в 57,5 млрд. тонн.

#### **1.4 Структурный анализ электрической сети района проектирования**

Для дальнейшего проектирования необходимо произвести анализ схемно-режимной ситуации электрической сети, к которой будет подключена подстанция Комсомольская. Для анализа принимаем участок электрической сети, связывающий между собой следующие станции и подстанции: Нерюнгринская ГРЭС, Чульманская ТЭЦ, ПС Угольная, ПС Хатыми, ПС М.Нимныр, ПС Б.Нимныр, ПС Юхта, ПС Лебединый, ПС Н.Куранах, НПС-17, НПС-18, ПС Алдан, ПС Рябиновая, ПС Денисовская, ПС Дежневская, ПС В.Куранах, ПС Наглинская.

##### **1.4.1 Выбор эквивалента сети**

Граф рассматриваемого участка сети представлен на рисунке 1. Эквивалентом сети для расчета режима принимается участок энергосистемы Республики Саха (Якутия), включающий в себя Чульманскую ТЭЦ, Нерюнгринскую ГРЭС, ПС Угольная, ПС Хатыми, ПС М.Нимныр, ПС Б.Нимныр, ПС Юхта, ПС Лебединый, ПС Н.Куранах, ПС Денисовская, ПС Дежневская, ПС Наглинская, ПС Рябиновая, ПС Алдан, НПС-17, НПС-18.

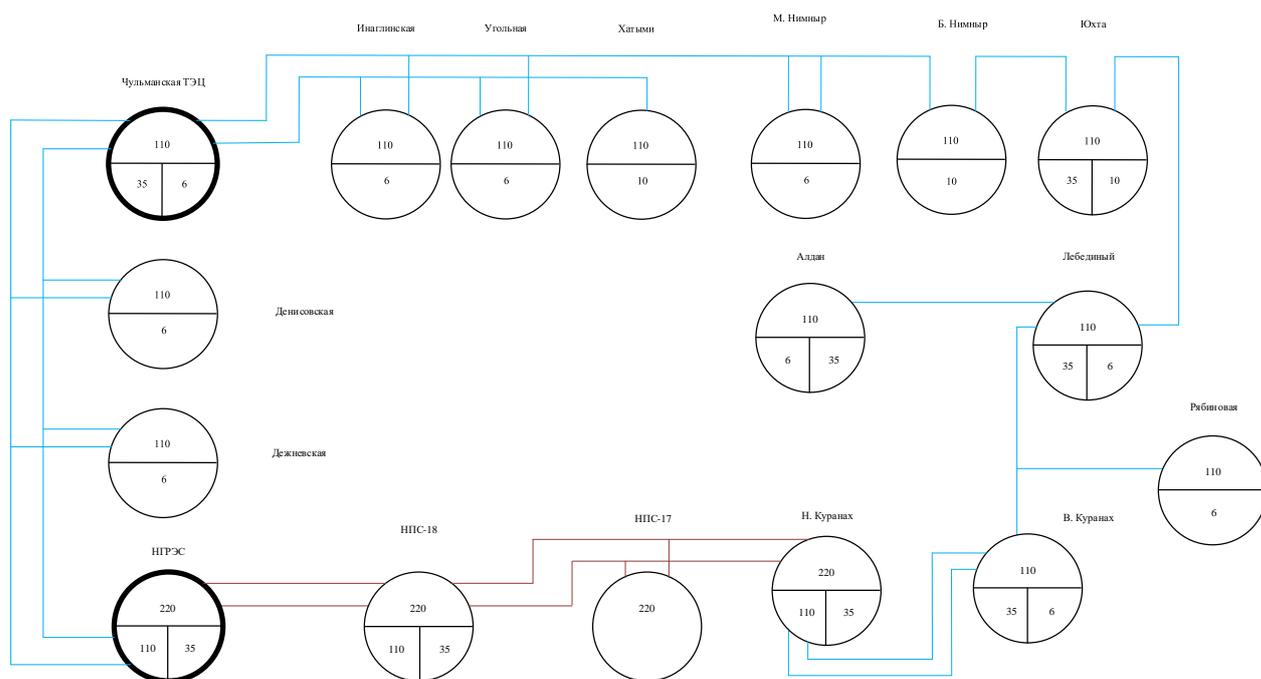


Рисунок 1 – Граф участка сети Республики Саха (Якутия)

Для формирования расчета установившихся электроэнергетических режимов энергосистемы с центром питания Нерюнгринская ГРЭС исходя их текущей схемно-режимной ситуации энергосистемы Республики Саха (Якутия) принимается эквивалент, соответствующий ЮЯЭР, ограниченный следующими ЛЭП:

Со стороны энергосистемы Амурской области:

- КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19;
- КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19;
- ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олёкма. Со стороны энергосистемы Забайкальского края ОЭС Сибири:
- ВЛ 220 кВ Хани – Чара.

Со стороны Западного энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия):

- ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 № 1 с отпайкой наПС НПС-16;
- ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 № 2 с отпайкой наПС НПС-16.

Со стороны Центрального энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия):

- КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I цепь;
- КВЛ 220 кВ Томмот – Майя II цепь.

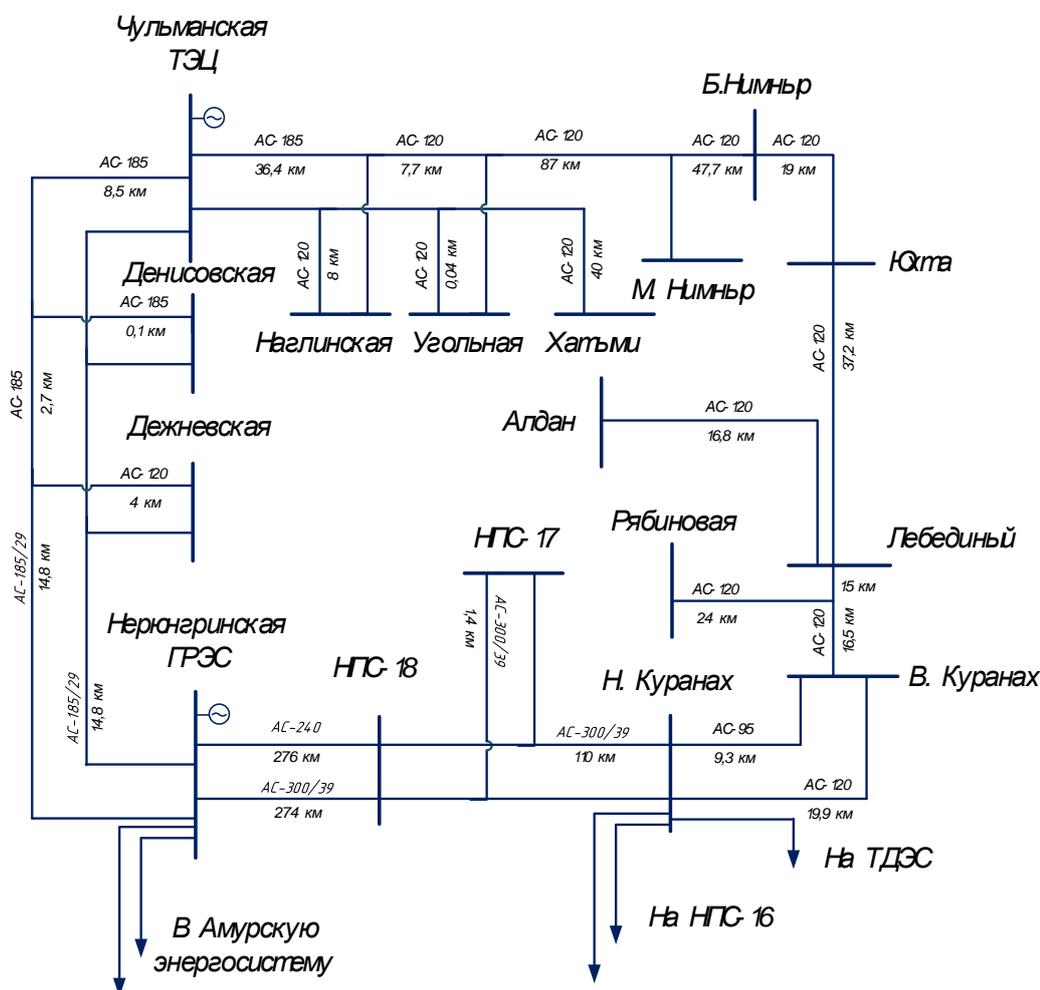


Рисунок 2 – Эквивалент сети для расчета режима

#### **1.4.2 Анализ источников питания**

Ближайшими электрическими станциями, от которых может получать питание подстанция Комсомольская является Чульманская ТЭЦ и Нерюнгринская ГРЭС. В свою очередь Чульманская ТЭЦ связана двумя линиями 110 кВ с Нерюнгринской ГРЭС. От Нерюнгринской ГРЭС по двум линиям 220 кВ получает питание НПС-18. В связи с этим рассмотрим две электрических станции, как наиболее возможные источники питания проектируемой подстанции.

Нерюнгринская ГРЭС является основным источником питания Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия), расположена она в пгт. Серебряный бор Нерюнгринского района Республики Саха России. Установленная электрическая мощность станции 570 МВт, основное энергетическое оборудование НГРЭС включает в себя:

- три котлоагрегата ТПЕ-214 СЗХЛ производительностью 670 тонн в час (давление пара 140 атмосфер, температура пара 545 °С);

- турбины 1хЛ-210-130-3, 2хТ-180/210-130-3;

- генераторы 1хТГВ-200-2МУЗ мощностью 210 МВт, 2хТГВ-200-2МУЗ мощностью 180 МВт производства Харьковского завода

«Электротяжмаш» с тиристорным возбуждением, водородно-водяным охлаждением и напряжением на выводах 15,75 кВ.

Нерюнгринская ГРЭС обеспечивает теплом предприятие АО ХК «Якутуголь», а также население и коммунально-бытовой сектор г. Нерюнгри. Для покрытия пиковой тепловой нагрузки г. Нерюнгри и пп. Серебряный Бор и Беркакит на электростанции установлено три водогрейных котла КВТК-100-150 производительностью по 100 Гкал/ч.

На Нерюнгринской ГРЭС установлено следующее трансформаторное оборудование:

- два автотрансформатора марки АДЦТН-125000/220/110;

–три блочных трансформатора марки ТДЦ 250000/110 и ТДЦ 250000/220.

Распределительное устройство 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС выполнено по схеме 13 «Две рабочие системы шин», содержит 4 линейные ячейки, 3 трансформаторные и 1 секционную ячейку;

Распределительно устройство 110 кВ Нерюнгринской ГРЭС выполнено по схеме 13 «Две рабочие системы шин», содержит 7 линейных ячеек, 4 трансформаторных, 1 секционную и 1 обходную ячейку.

От ОРУ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС отходят две кабельно-воздушные линии 220 кВ: КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19 I цепь и КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19 II цепь. По данным ЛЭП осуществляется связь ЮЯЭР с Западным энергорайоном Амурской области, который является частью ОЭС Востока.

От ОРУ 110 кВ Нерюнгринской ГРЭС отходят две воздушные линии: ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ № 1 с отпайками и ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ № 2 с отпайками. По данным линиям осуществляется связь Нерюнгринской ГРЭС с дополнительным источником – Чульманской ТЭЦ.

Выдача мощности Нерюнгринской ГРЭС ограничена по контролируемому сечению «АТ Нерюнгринской ГРЭС» проходящему через вводы 110 кВ 1АТ, 2АТ Нерюнгринской ГРЭС, максимальной допустимый переток по данному сечению составляет 205 МВт.

Далее на рисунке 3 и рисунке 4 представлены схемы открытого распределительного устройства Нерюнгринской ГРЭС – ОРУ 110кВ и ОРУ 220кВ.

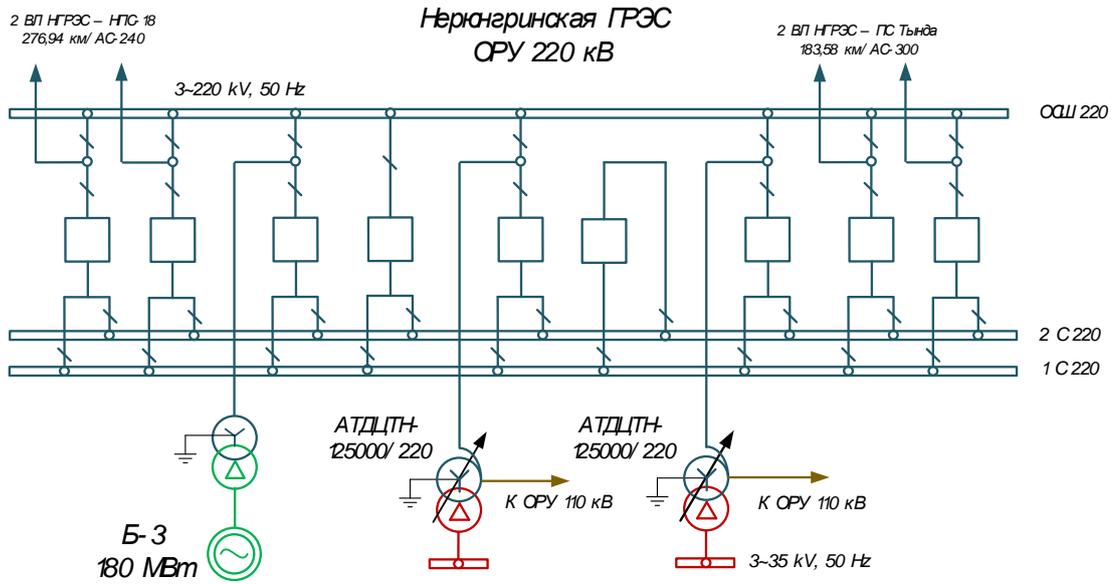


Рисунок 3 – Схема ОРУ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС

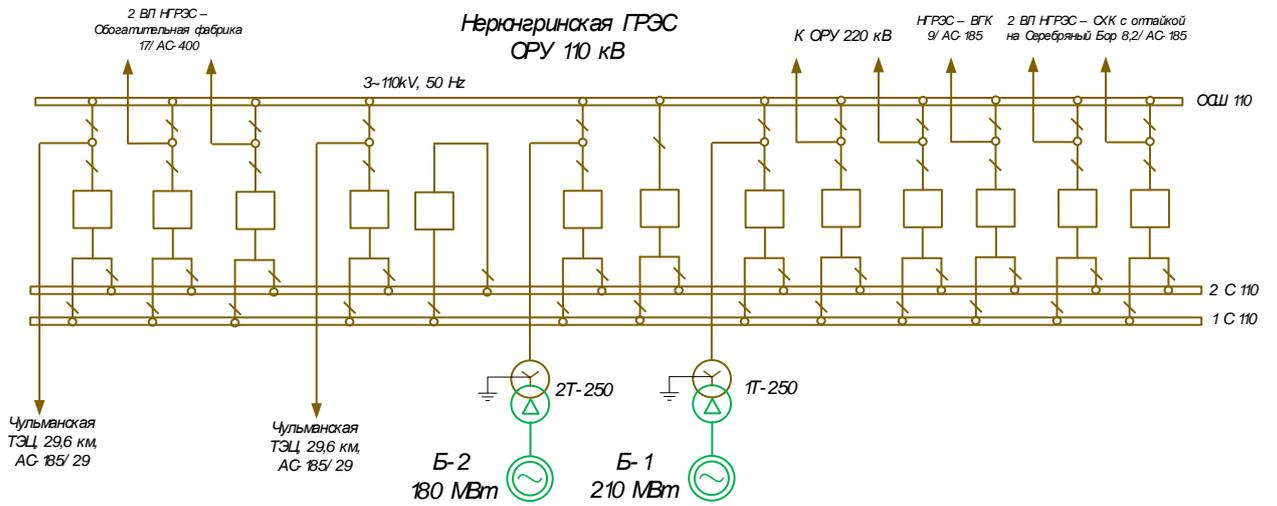


Рисунок 4 – Схема ОРУ 110 кВ Нерюнгринской ГРЭС

Чульманская ТЭЦ – старейшая электрическая станция Нерюнгринского района, введена в строй действующих в 1962 году, работает в системе с Нерюнгринской ГРЭС и объединенной энергосистемой Дальнего Востока, обеспечивает электроэнергией пос. Чульман и горнодобывающую промышленность Алданского района, теплом – промышленные предприятия и жилой фонд пос. Чульман.

Установленная электрическая мощность станции равна 48 МВт, а тепловая - 165 Гкал/час. Годовая выработка электроэнергии составляет порядка 99 млн. кВт\*ч, а тепла - 344 тыс. Гкал.

В составе основного оборудования Чульманской ТЭЦ находятся 3 турбины ПТ-12-35/10М и 1 турбина К-12-35, а также 2 котельных агрегата ЦКТИ-75-39Ф-2 и 3 котла БКЗ-75-39ФБ.

Чульманская ТЭЦ работает на угле марки рядовой «СС-300» местного Нерюнгринского месторождения. Растопочным материалом является дизельное топливо, емкость баков - 90 тонн. Уголь сюда доставляют с помощью автотранспорта. Производительность топливоподачи до 100 тонн в час, проектная емкость угольного склада - 40 тыс. тонн. [8].

Схема выдачи электрической мощности включает в себя четыре линии напряжением 110 кВ.

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме – 9-Одна рабочая секционированная выключателем система шин. РУ 35 кВ выполнено по схеме – 9-Одна рабочая секционированная выключателем система шин. На ОРУ 110 кВ установлены масляные выключатели.

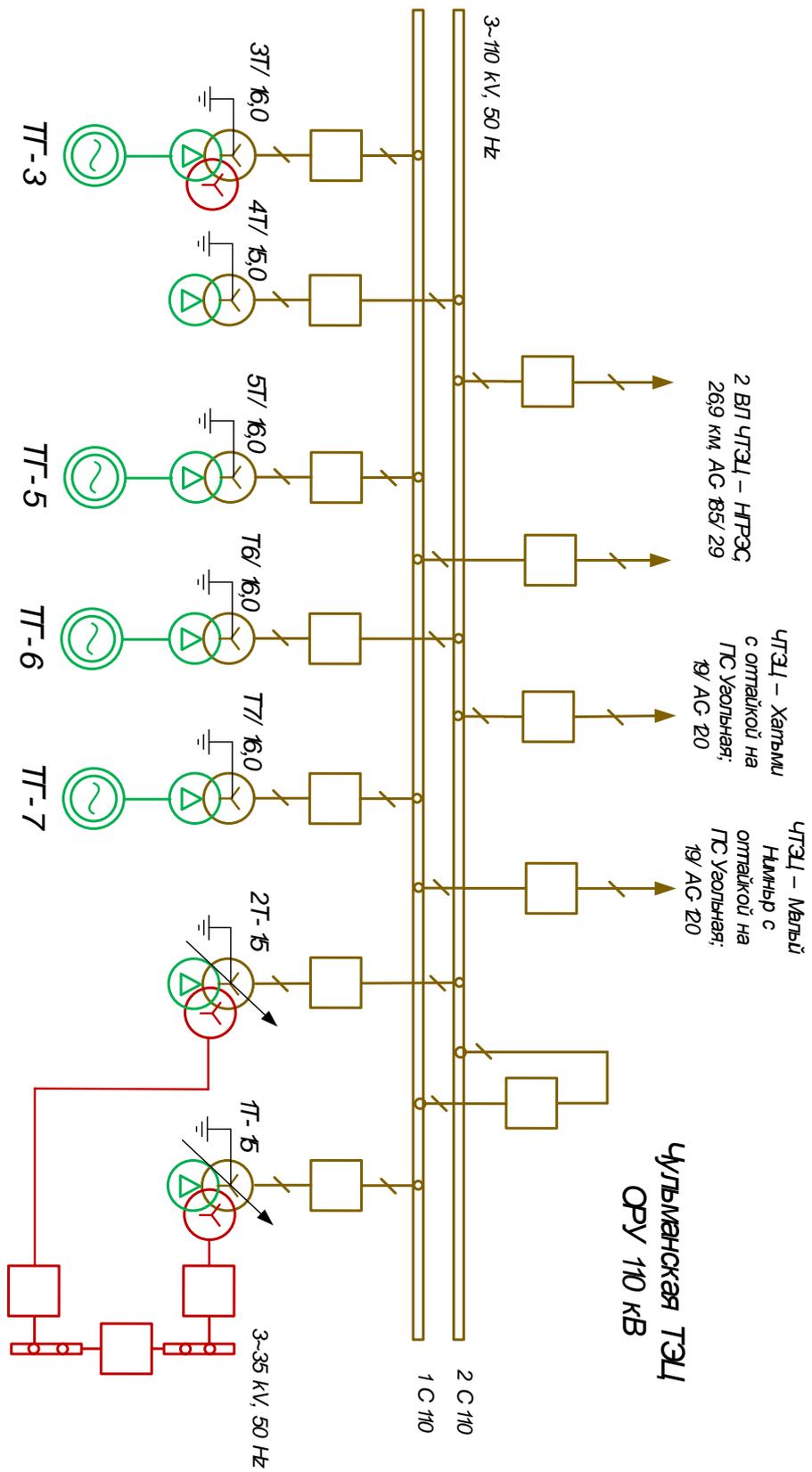


Рисунок 5 – Схема ОРУ 110 кВ Чульманской ТЭЦ

В будущем станция будет реорганизована в Чульманскую водогрейную котельную. ЧТЭЦ выработала себя как источник тепло- и электроэнергии. В течение трех последних лет руководство Дальневосточной генерирующей компании рассматривает возможность переноса станции за пределы поселка, поскольку на данный момент станция нарушает экологическую обстановку.

Мощности источников питания ЮЯЭР представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Источники питания ЮЯЭР

Наименование ИП	Установленная мощность	
	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч
Нерюнгринская ГРЭС	570	1220
Чульманская ТЭЦ	48	144
Всего	618	1364

Суммарная установленная мощность 618 МВт превышает потребление ЮЯЭР составляющее 399 МВт, что говорит о том, что рассматриваемая энергосистема избыточна в части генерации. При расчете режимов Нерюнгринская ГРЭС будет являться источником питания, Чульманская ТЭЦ так же будет источником питания.

#### **1.4.3 Структурный анализ линий**

Для выбранного участка произведен анализ линий. Основное внимание уделено линиям напряжением 110 кВ поскольку эти данные необходимы при последующем расчете и анализе режимной ситуации.

Таблица 3 – Структурный анализ линий

№	Участок	Длина, км	Марка провода	Тип
1	2	3	4	5
<b>220 кВ</b>				
1.	Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18	274 276	АС-300/39 АС-240/32	ВЛ ВЛ
2.	НПС-18 – Нижний Куранах	110 110	АС-300/39 АС-300/39	ВЛ ВЛ
3.	Отп. – НПС-17	1,4	АС-300/39	ВЛ
<b>110 кВ</b>				
4.	ЧТЭЦ – Большой Нимныр	36,4 142,4	АС-185/29 АС-120/19	ВЛ ВЛ
5.	ЧТЭЦ – Хатыми	36,4 47,7	АС-185/29 АС-120/19	ВЛ ВЛ
6.	Большой Нимныр – Юхта	19	АС-120/19	ВЛ
7.	Юхта – Лебединый	37,2	АС-120/19	ВЛ
8.	Лебединый – Алдан	16,8	АС-120/19	ВЛ
9.	Лебединый – Верхний Куранах	31,5	АС-120/19	ВЛ
10.	В. Куранах – Нижний Куранах	9,3 19,9	АС-95/16 АС-120/19	ВЛ ВЛ
11.	Отп. – Наглинская	8	АС-120/19	ВЛ
12.	Отп. – Угольная	0,04	АС-185/29	ВЛ
13.	Отп. – Рябиновая	24	АС-70/11	ВЛ
14.	Отп. – Денисовская	0,1	АС-185/29	ВЛ
15.	Отп. – Дежневская	4	АС-120/19	ВЛ
16.	Чульманская ТЭЦ – Нерюнгринская ГРЭС	26 26	АС-185/29 АС-185/29	ВЛ ВЛ

Таблица 4 – Протяженность линий определенной марки провода

Марка провода	Длина, км
1	2
АС-185/29	124,94
АС-120/19	326,5
АС-70/11	24
АС-95/16	9,3
АС-240/32	276
АС-300/39	497,4
Итого:	1258,14

По результатам структурного анализа ЛЭП можно сделать следующие выводы:

- 1) Суммарная длина рассматриваемых ЛЭП составляет 1258,14 км;
- 2) Общая длина ЛЭП 220 кВ составляет 771,4 км и 61,3% от общей длины, 110 кВ – 484,74 км 38,5 % от общей длины;
- 3) Все рассматриваемые ЛЭП выполнены в воздушном исполнении;
- 4) ЛЭП выполнены сталеалюминевыми проводами марки АС с диапазоном сечений алюмелевого сердечника 70-300 мм<sup>2</sup>;
- 5) Большая часть ВЛ имеют отпайки;
- 6) В ЮЯЭР присутствуют одно- и двух цепные ЛЭП, а также ЛЭП состоящие из проводников разных марок и сечений.

В целом в ЮЯЭР наблюдается недостаточно развитая электросетевая инфраструктура, которая характеризуется наличием рисков возникновения перерывов в электроснабжении потребителей электрической энергии.

#### **1.4.4 Структурный анализ подстанций**

Сводный перечень подстанций рассматриваемого эквивалента ЮЯЭР представлен в таблице 5, в качестве рассматриваемых характеристик

подстанций рассмотрим число и мощность установленных силовых трансформаторов, тип подстанций по способу их присоединения к электрической сети, классам напряжения распределительных устройства высокого, среднего и низкого напряжений, тип и номер схемы распределительных устройств согласно [43].

Таблица 5 – Анализ подстанций

№	Наименование ПС	Тип ПС	Схема РУ ВН	Количество и мощность трансформаторов
1	2	3	4	5
1.	Угольная 110/6	Ответвительная	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	Т-1 16 МВА Т-2 16 МВА
2.	Хатыми 110/6	Ответвительная	3Н – Блок (линия-трансформатор) с выключателем	Т-1 2,5 МВА
3.	М. Нимныр 110/6	Проходная	3Н – Блок (линия-трансформатор) с выключателем	Т-1 2,5 МВА
4.	Б. Нимныр 110/10	Проходная	3Н – Блок (линия-трансформатор) с выключателем	Т-1 2,5 МВА
5.	Юхта 110/35/10	Проходная	3Н – Блок (линия-трансформатор) с выключателем	Т-1 6,3 МВА

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
6.	Лебединый	Проходная	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий	T-1 16 МВА T-2 16 МВА
7.	Нижний Куранах 220/110/35	Узловая	9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин	AT-1 63 МВА AT-2 63 МВА T-1 10 МВА T-2 10 МВА
8.	НПС-17 220	Ответвительная		
9.	НПС-18 220/110/10	Узловая	13 – Две рабочие системы шин	AT-1 63 МВА AT-2 63 МВА
10.	Рябиновая 110/6	Ответвительная	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий	T-1 6,3 МВА T-2 6,3 МВА
11.	Алдан 110/35/6	Ответвительная	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий	T-1 16 МВА T-2 16 МВА
12.	Денисовская 110/6	Ответвительная	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий	T-1 10 МВА T-2 10 МВА
13.	Дежневская 110/6	Ответвительная	5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной переключкой со стороны линий	T-1 16 МВА T-2 16 МВА

1	2	3	4	5
14.	Верхний Куранах 110/35/6	Ответвительная	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	T-1 16 МВА T-2 16 МВА
15.	Наглинская 110/6	Ответвительная	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	T-1 16 МВА T-2 16 МВА

По результатам структурного анализа рассматриваемых ПС ЮЯЭР можно сделать выводы:

- 1) По способу присоединения к сети 9 подстанций являются ответвительными, 2 ПС – узловыми, 4 ПС – проходными;
- 2) Большая часть подстанций имеет класс напряжения 110 кВ, 3 ПС имеют класс напряжения РУ ВН 220 кВ, 12 ПС имеют класс напряжения РУ ВН110 кВ;
- 3) В ЮЯЭР присутствуют 4 ПС с одним установленным трансформатором: 110 кВ Хатыми, ПС 110 кВ Малый Нимныр, ПС 110 кВ Большой Нимныр, ПС 110 кВ Юхта;
- 4) Все подстанции имеют трансформаторы с возможностью регулирования напряжения под нагрузкой;
- 5) Большая часть ПС имеют схему РУ ВН по типу «два блока с разъединителями и неавтоматической перемычкой со стороны линии».

На крупных узловых подстанциях – Нижний Куранах и НПС-18, установлено по два АТ марки АДЦТН-63000/220/110/10, и два силовых трансформатора, мощность 10 или 40 МВА. РУ ВН узловых ПС выполнены по

схеме 13 – Две рабочие системы шин и 9 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин.

## 1.5 Анализ режимной ситуации электрической сети района инновационного развития

### 1.5.1 Прогнозирование нагрузок

Таблица 6 – Сводные данные по контрольным замерам по подстанциям, используемые в расчетных моделях RastWin3

Наименование подстанции	Рзим	Qзим	Рлет	Qлет
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ НПС-17	24,9	7	17,9	4,2
ПС 220 кВ НПС-18	27,7	12,1	23	5,8
ПС 220 кВ Нижний Куранах	15,1	5,9	11,2	5,3
ПС 110 кВ Юхта	0,1	0,1	0,1	0,2
ПС 110 кВ Хатыми	0,8	0,3	0,4	0,2
ПС 110 кВ Малый Нимныр	3,6	1,6	3,6	1,5
ПС 110 кВ Лебединый	30,3	1,6	19,2	6,5
ПС 110 кВ Наглинская	6,2	2,7	6,1	2,7
ПС 110 кВ Денисовская	0,6	0,3	0,7	0,4
ПС 110 кВ Дежневская	17	6,1	12,9	3,5
ПС 110 кВ Верхний Куранах	12,8	3,7	10,1	4,4
ПС 110 кВ Большой Нимныр	0,6	0,2	0,1	0,1

Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольных замеров соответствующих ПС. Нагрузка и коэффициент реактивной мощности представлены в таблице 7.

Таблица 7– Действующие нагрузки на ПС (Зимний максимум)

ПС	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар	$tg\varphi$
ПС 220 кВ НПС-17	24,9	7	0,28
ПС 220 кВ НПС-18	27,7	12,1	0,43
ПС 220 кВ Нижний Куранах	15,1	5,9	0,39
ПС 110 кВ Юхта	0,1	0,1	1
ПС 110 кВ Хатыми	0,8	0,3	0,37
ПС 110 кВ Малый Нимныр	3,6	1,6	0,44
ПС 110 кВ Лебединый	21,5	8,6	0,4
ПС 110 кВ Наглинская	6,2	2,7	0,43
ПС 110 кВ Денисовская	0,6	0,3	0,5
ПС 110 кВ Дежневская	17	6,1	0,35
ПС 110 кВ Верхний Куранах	12,8	3,7	0,28
ПС 110 кВ Большой Нимныр	0,6	0,2	0,33

Средняя и эффективная мощности определяются выражениями:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{k_{max}}, \quad (1)$$

$$P_{\text{эф}} = P_{\text{ср}} \cdot k_{\phi}, \quad (2)$$

где  $P_{\text{max}}$  – максимальная мощность ПС за текущий год;

$k_{\text{max}}$  – коэффициент максимума, равный 1,2;

$k_{\phi}$  – коэффициент формы, равный 1,1.

По формуле сложных процентов определяем максимальную, среднюю и эффективную прогнозируемую мощность для рассматриваемых подстанций:

$$P_{\text{ср.прогн}} = P_{\text{ср}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прогн}} - t_{\phi}}, \quad (3)$$

где  $\varepsilon$  – относительный прирост электрической нагрузки;

$t_{\text{прогн}}$  – год, к которому приводится электрическая нагрузка;

$t_{\phi}$  – год начала отсчёта (первый в рассматриваемом промежутке).

Таблица 8 – Значения вероятностных характеристик и коэффициентов

ПС	$P_{\text{ср}}, \text{МВт}$	$P_{\text{эф}}, \text{МВт}$	$P_{\text{MAX}}, \text{МВт}$
1	2	3	4
ПС 220 кВ НПС-17	24,9	27,3	29,88
ПС 220 кВ НПС-18	27,7	30,4	33,24
ПС 220 кВ Нижний Куранах	15,1	16,6	18,12
ПС 110 кВ Юхта	0,1	0,1	0,12
ПС 110 кВ Хатыми	0,8	0,88	0,96

1	2	3	4
ПС 110 кВ Малый Нимныр	3,6	3,96	3,96
ПС 110 кВ Лебединый	21,5	23,6	25,8
ПС 110 кВ Наглинская	6,2	6,8	7,44
ПС 110 кВ Денисовская	0,6	0,66	0,72
ПС 110 кВ Дежневская	17	18,7	20,4
ПС 110 кВ Верхний Куранах	12,8	14,08	15,36
ПС 110 кВ Большой Нимныр	0,6	0,66	0,72

Для прогнозирования нагрузок используют формулу сложных процентов:

$$P_{\text{прог}} = P_{\text{баз}} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (4)$$

где  $\varepsilon$  – прирост нагрузки,

$N$  – срок выполнения прогноза (6 лет).

Согласно [12], среднегодовой прирост нагрузки за 2021 – 2025 годы для Республики Саха (Якутия) области составит – 3,29 %.

Таблица 9 – Прогнозные нагрузки

ПС	$P_{\text{CP}}, \text{MВт}$	$P_{\text{ЭФ}}, \text{MВт}$	$P_{\text{MAX}}, \text{MВт}$
1	2	3	4
ПС 220 кВ НПС-17	30,2	33,2	36,24
ПС 220 кВ НПС-18	33,6	36,9	40,3

1	2	3	4
ПС 220 кВ Нижний Куранах	18,3	20,13	21,9
ПС 110 кВ Юхта	0,12	0,13	0,14
ПС 110 кВ Хатыми	0,97	1,06	1,16
ПС 110 кВ Малый Нимныр	4,37	4,8	5,2
ПС 110 кВ Лебединый	36,8	40,5	44,1
ПС 110 кВ Наглинская	7,5	8,25	9
ПС 110 кВ Денисовская	0,72	0,79	0,86
ПС 110 кВ Дежневская	20,6	22,6	24,7
ПС 110 кВ Верхний Куранах	15,5	17,1	18,6
ПС 110 кВ Большой Нимныр	0,72	0,79	0,86

Для дальнейшего проектирования и расчета режимов электрической сети используем спрогнозированные нагрузки, представленные в таблице 9.

### **1.5.2. Выбор и характеристика ПВК для расчета режима**

При проектировании развития электрической сети ОЭС и ЕЭС России выполняются расчеты установившихся режимов.

Целью выполняемых расчетов установившихся режимов являются:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;

- выбор схем и параметров сети;
- проверка соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения;
- проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях, повышению режимной управляемости;
- разработка мероприятий по повышению пропускной способности [6].

По результатам расчета установившихся режимов определяются потоки мощности по участкам сети, напряжения в узлах, а также потери мощности в элементах сети.

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры её элементов.

Программный комплекс RastrWin3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. В России основными пользователями RastrWin3 являются Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК), МРСК, проектные и научно-исследовательские институты (Энергосетьпроект, ВНИИЭ, НИИПТ и т.д.) [9].

**С помощью данной программы можно производить:**

1. Расчет режимов электрических сетей;
2. Полный расчет всех электрических параметров режима;
3. Расчет установившихся режимов с учетом отклонения частоты (без балансирующего узла);

4. Контроль исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
5. Эквивалентирование электрических сетей;
6. Оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
7. Расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой (РПН) и положений вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ);
8. Расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
9. Структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
10. Проведение многовариантных расчетов по списку возможных аварийных ситуаций;
11. Моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
12. Моделирование генераторов и возможность задания его PQ-диаграммы;
13. Моделирование линейных и шинных реакторов с возможностью их отключения и переноса линейного реактора в узел при отключении ЛЭП;
14. Анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;
15. Расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета;
16. Расчет токов короткого замыкания:
  - Расчет металлических КЗ (1, 2, 3, 1.1), одно и многократных;
  - Учет взаимоиндукции линий;
  - Учет мнимых коэффициентов трансформации;

- Расчет влияния размыкания линий на ТКЗ и шунты;
- Ускоренный расчет повреждений без рефакторизации матрицы проводимости;
- Расчет шунта для моделирования КЗ в расчете установившегося режима и электромеханическом переходном процессе;
- Расчет тока в грозозащитном тросе ЛЭП.

В ПВК RastrWin3 ЛЭП моделируются П-образной схемы замещения, трансформаторное оборудование – параметрами Г-образной схемы замещения

Устройства компенсации реактивной мощности, такие как конденсаторные батареи, шунтирующие реакторы моделируются проводимостью шунта в узле подключения.

### **1.5.3. Расчет и анализ нормального режима существующей сети**

Произведем расчет нормального режима электрической сети. За базисный узел примем шины 220 кВ ПС Н.Куранах, узел генерации – шины 110/220 кВ НГРЭС, шины 110 кВ ЧТЭЦ. Ниже представлены таблицы с основными параметрами расчетной модели электрической сети для расчета в ПВК RastrWin3.

На основе рассчитанного режима произведем анализ режимной ситуации.

Оценку загрузки линий можно осуществить по длительно допустимым токам.

*Допустимый ток* – это такой ток, при длительном протекании которого проводник нагревается до допустимой температуры. Величина данного параметра зависит от сечения проводника. Поскольку данный нормальный режим рассчитан с нагрузками контрольного замера зимнего максимума, был произведен пересчет длительно допустимого тока, для средней температуры окружающей среды в зимний период, равной минус 25 °С.

Таблица 10 – Анализ загрузки линий

Название	Ток в начале линии, Инач, А	Ток в конце линии, Икон, А	Длительно допустимый ток для температуры 25°С, Идоп, А	Токовая загрузка, %
1	2	3	4	5
ЧТЭЦ 110 - отп Наглинская	117,3	116,8	510	23,0
ЧТЭЦ 110 - отп Наглинская	117,2	116,7	510	23,0
отп Наглинская - Наглинская 110	20,0	20,5	390	5,3
отп Наглинская - Наглинская 110	20,3	20,8	390	5,3
отп Наглинская - отп Угольная	98,8	98,6	390	25,3
отп Наглинская - отп Угольная	98,2	98,0	390	25,2
отп Угольная - Угольная 110	92,5	92,5	390	23,7
отп Угольная - Угольная 110	89,6	89,6	390	23,0
отп Угольная - Хатыми 110	7,4	5,2	390	1,9
отп Угольная - М.Нимныр 110	188,1	186,2	390	48,2
М.Нимныр 110 - Б.Нимныр 110	165,3	163,4	390	42,4
Б.Нимныр 110 - Юхта 110	159,9	159,1	390	41,0
Юхта 110 - Лебединый 110	158,6	157,0	390	40,7
В.Куранах 110 - Н.курахах 110	66,2	63,6	330	20,0
В.Куранах 110 - Н.курахах 110	130,5	129,4	390	33,5
Н.Куранах 220 - НПС-17 220	139,0	144,1	710	20,3
Н.Куранах 220 - НПС-17 220	139,0	144,1	710	20,3
НПС-17 220 - НПС-18 220	178,4	182,6	710	25,7
НПС-17 220 - НПС-18 220	178,4	182,6	710	25,7
НПС-18 220 - НГРЭС 220	216,3	240,1	710	33,8
НПС-18 220 - НГРЭС 220	225,9	245,6	610	40,3

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5
НГРЭС 110 - отп Комсомольская	78,0	77,0	510	15,3
НГРЭС 110 - отп Комсомольская	78,0	77,0	510	15,3
отп Комсомольская - отп Дежневская	77,0	76,0	510	15,1
отп Комсомольская - отп Дежневская	77,0	76,0	510	15,1
отп Дежневская - Дежневская 110	54,9	55,1	390	14,1
отп Дежневская - Дежневская 110	54,9	55,2	390	14,1
отп Дежневская - отп Денисовская	74,6	74,1	510	14,6
отп Денисовская - Денисовская 110	2,0	2,0	510	0,4
отп Денисовская - Денисовская 110	2,0	2,0	510	0,4
отп Денисовская - ЧТЭЦ 110	75,1	73,5	510	14,7
отп Денисовская - ЧТЭЦ 110	75,1	73,5	510	14,7
отп Дежневская - отп Денисовская	74,6	74,1	510	14,6
Лебединый 110 - В.Куранах 110	135,2	130,5	390	34,7

В основном линии на рассматриваемом участке в нормальном режиме являются малонагруженными. Наиболее нагруженными является линии, отходящие от источников питания и узловых подстанций. Поскольку линии нагружены слабо, в нормальном режиме это приводит к генерации зарядной мощности, что в свою очередь провоцирует повышение напряжения.

Анализ уровней напряжения в узлах производится по формуле:

$$\delta U = \frac{U - U_{НОМ}}{U_{НОМ}} \cdot 100, \% \quad (5)$$

Максимальное напряжения в узлах определяется по условиям изоляции. Для 220 кВ наибольшее рабочее напряжение – 242 кВ, для 110 кВ – 121 кВ. Минимальное напряжение определяется из условий статической устойчивости.

На данном участке сети отклонение напряжения не наблюдается.

Для анализа загрузки трансформаторов необходимо вычислить коэффициент загрузки трансформаторов. Коэффициент загрузки находится как отношение суммарной нагрузки одного трансформатора к номинальной мощности трансформатора. Коэффициент загрузки для потребителей первой категории 0,65-0,7. Если коэффициент загрузки меньше 0,65 трансформатор является недогруженным, что приводит к необоснованным потерям. В режиме минимальных нагрузок возможно отключение трансформатора и перевод всей нагрузки на один трансформатор. На всех ПС шунтирующие реакторы установлены на СН и НН, поэтому коэффициент загрузки трансформатора рассчитан с учетом мощности, которую потребляют шунтирующие реакторы.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме находим по формуле:

$$K_3 = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{N_T \cdot S_{ном}} \quad (6)$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме находим по формуле:

$$K_3 = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{(N_T - 1) \cdot S_{ном}} \quad (7)$$

Коэффициент реактивной мощности:

$$tg(\varphi) = \frac{Q}{P} \quad (8)$$

Таблица 11 – Коэффициенты загрузки трансформаторов

ПС	Коэффициент загрузки, Кз	
	1	2
Н.Куранах	1	66,93
	2	66,78
Лебединый	1	30,91
	2	30,91
Алдан	1	41,78
	2	63,17
В. Куранах	1	35,0
	2	12,43
Юхта	1	3
М. Нимныр	1	5
Б. Нимныр	1	21,88
Угольная	1	3,95
	2	0
Хатыми	1	7,7

1	2	
Денисовская	1	20,22
	2	0,5
Дежневская	1	39,29
	2	16,26
Наглинская	1	28,59
	2	16,59
Рябиновая	1	59
	2	72

Силовые трансформаторы и автотрансформаторы на рассматриваемом участке электрической сети напряжением 110 кВ является недогруженными.

Малая загруженность СТ (АТ) приводит к повышенным потерям ХХ. Для снижения потерь ХХ можно произвести замену установленных трансформаторов, на трансформаторы меньшей мощности или на современные трансформаторы с малыми значения потерь ХХ, такие как трансформаторы с аморфным сердечником. Также необходимо обратить внимание на год ввода в эксплуатацию данных трансформаторов, поскольку необходимо учитывать влияние срока службы силовых трансформаторов на уровень потерь ХХ.

Для снижения потерь ХХ возможно отключение одного трансформатора в режиме наименьших нагрузок.

Далее произведем анализ источников питания.

Нерюнгринская ГРЭС вырабатывает 200 МВт активной мощности, Чульманская ТЭЦ вырабатывает 48 МВт активной мощности. Установленная мощность ЧТЭЦ составляет 48 МВт, НГРЭС – 570 МВт.

Часть источников питания работают в режиме недовозбуждения и потребляют из сети реактивную мощность.

Таким образом, рассматриваемая электрическая сеть обладает запасом активной мощности.

Ниже представлены таблицы с основными параметрами расчетной модели электрической сети.

Таблица 12 – Напряжение в узлах

№	Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4	5
1	ЧТЭЦ 110	110	115,0	4,5
2	отп Наглинская	110	114,0	3,6
3	отп Наглинская	110	114,0	3,6
4	Наглинская 110	110	113,9	3,5
5	отп Угольная	110	113,8	3,5
6	отп Угольная	110	113,8	3,5
7	Угольная 110	110	113,8	3,5
8	Хатыми 110	110	113,8	3,5
9	М.Нимныр 110	110	108,4	1,9
10	Б.Нимныр 110	110	106,5	3,7
11	Юхта 110	110	105,9	4
12	Лебединый 110	110	104,6	4,9
16	В.Куранах 110	110	108,2	1,6
17	Н.куранах 110	110	109,3	0,7
18	АТ-1	220	218,6	0,7
19	АТ-2	220	218,6	0,7

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
20	Н.Куранах 220	220	225,0	2,2
21	Н.куранах 35	35	34,8	
22	НПС-17 220	220	224,6	2,1
23	НПС-18 220	220	224,4	2
24	НГРЭС 220	220	225,0	2,2
25	АТ-1	220	228,0	3,6
26	АТ-2	220	228,0	3,6
27	НГРЭС 110	110	114,0	3,6
28	НГРЭС 35	35	36,3	2,8
29	отп Комсомольская	110	114,2	3,7
30	отп Комсомольская	110	114,2	3,7
31	отп Дежневская	110	114,4	3,8
32	отп Дежневская	110	114,4	3,8
33	Дежневская 110	110	114,3	3,7
34	отп Денисовская	110	114,5	3,8
35	отп Денисовская	110	114,5	3,8
36	Денисовская 110	110	114,5	3,8

Напряжения в узлах сети не превышают допустимого напряжения по условиям изоляции.

Таблица 13 – Ветви

Тип	Ннач	Нкон	Название	R	X	B	G	Кт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЛЭ П	1	2	ЧТЭЦ 110 - отп Наглинская	5,89	15,0	-100,0	0	0
ЛЭ П	1	3	ЧТЭЦ 110 - отп Наглинская	5,89	15,0	-100,0	0	0
ЛЭ П	2	4	отп Наглинская - Наглинская 110	1,99	3,4	-21,3	0	0
ЛЭ П	3	4	отп Наглинская - Наглинская 110	1,99	3,4	-21,3	0	0
ЛЭ П	2	6	отп Наглинская - отп Угольная	1,90	3,3	-20,5	0	0
ЛЭ П	3	5	отп Наглинская - отп Угольная	1,90	3,3	-20,5	0	0
ЛЭ П	5	7	отп Угольная - Угольная 110	0,01	0,0	-0,1	0	0
ЛЭ П	6	7	отп Угольная - Угольная 110	0,01	0,0	-0,1	0	0
ЛЭ П	5	8	отп Угольная - Хатыми 110	9,96	17,1	-106,4	0	0
ЛЭ П	6	9	отп Угольная - М.Нимныр 110	21,66	37,1	-231,0	0	0
ЛЭ П	9	10	М.Нимныр 110 - Б.Нимныр 110	11,87	20,4	-126,8	0	0
ЛЭ П	10	11	Б.Нимныр 110 - Юхта 110	4,70	8,1	-50,5	0	0
ЛЭ П	11	12	Юхта 110 - Лебединый 110	9,20	15,9	-98,9	0	0
ЛЭ П	16	17	В.Куранах 110 - Н.куранах 110	4,95	8,5	-52,9	0	0
ЛЭ П	16	17	В.Куранах 110 - Н.куранах 110	2,80	4,0	-24,3	0	0
Тр-р	20	18	Н.Куранах 220 - АТ-1	1,40	104,0	6,0	0,85	1

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тр-р	20	19	Н.Куранах 220 - АТ-2	1,40	104,0	6,0	0,85	1
Тр-р	18	17	АТ-1 - Н.курапах 110	1,40	0,0	0,0	0	0,5
Тр-р	19	17	АТ-2 - Н.курапах 110	1,40	0,0	0,0	0	0,5
Тр-р	18	21	АТ-1 - Н.курапах 35	2,80	195,0	0,0	0,85	0,159
Тр-р	19	21	АТ-2 - Н.курапах 35	2,80	195,0	0,0	0,85	0,159
ЛЭ П	20	22	Н.Куранах 220 - НПС- 17 220	4,90	21,5	-132,0	0	0
ЛЭ П	20	22	Н.Куранах 220 - НПС- 17 220	4,90	21,5	-132,0	0	0
ЛЭ П	22	23	НПС-17 220 - НПС-18 220	4,90	21,5	-132,0	0	0
ЛЭ П	22	23	НПС-17 220 - НПС-18 220	4,90	21,5	-132,0	0	0
ЛЭ П	23	24	НПС-18 220 - НГРЭС 220	33,39	120,0	-717,0	0	0
ЛЭ П	23	24	НПС-18 220 - НГРЭС 220	26,85	117,5	-723,3	0	0
Тр-р	24	25	НГРЭС 220 - АТ-1	0,55	59,2	11,8	1,23	1
Тр-р	24	26	НГРЭС 220 - АТ-2	0,55	59,2	11,8	1,23	1
Тр-р	25	27	АТ-1 - НГРЭС 110	0,48	0,0	0,0	0	0,5
Тр-р	26	27	АТ-2 - НГРЭС 110	0,48	0,0	0,0	0	0,5
Тр-р	25	28	АТ-1 - НГРЭС 35	3,20	131,0	0,0	1,23	0,159
Тр-р	26	28	АТ-2 - НГРЭС 35	3,20	131,0	0,0	1,23	0,159
ЛЭ П	27	29	НГРЭС 110 - отп Комсомольская	1,20	3,1	-20,4	0	0
ЛЭ П	27	30	НГРЭС 110 - отп Комсомольская	1,20	3,1	-20,4	0	0
ЛЭ П	29	31	отп Комсомольская - отп Дежневская	1,20	3,1	-20,4	0	0
ЛЭ П	30	32	отп Комсомольская - отп Дежневская	1,20	3,1	-20,4	0	0
ЛЭ П	31	33	отп Дежневская - Дежневская 110	1,00	1,7	-10,6	0	0

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЛЭ П	32	33	отп Дежневская - Дежневская 110	1,00	1,7	-10,6	0	0
ЛЭ П	31	34	отп Дежневская - отп Денисовская	0,43	1,1	-7,4	0	0
ЛЭ П	35	36	отп Денисовская - Денисовская 110	0,02	0,0	-0,3	0	0
ЛЭ П	34	36	отп Денисовская - Денисовская 110	0,02	0,0	-0,3	0	0
ЛЭ П	35	1	отп Денисовская - ЧТЭЦ 110	1,38	3,5	-23,4	0	0
ЛЭ П	34	1	отп Денисовская - ЧТЭЦ 110	1,38	3,5	-23,4	0	0
ЛЭ П	32	35	отп Дежневская - отп Денисовская	0,43	1,1	-7,4	0	0
ЛЭ П	12	16	Лебединый 110 - В.Куранах 110	7,84	13,5	-83,8	0	0

Произведем оценку загрузки линий по длительно допустимым токам для режима наибольших нагрузок.

Таблица 14 – Токовая нагрузка линий

Название	Ток в начале линии, I <sub>нач</sub> , А	Ток в конце линии, I <sub>кон</sub> , А	Длительно допустимый ток для температуры 25°С, I <sub>доп</sub> , А	Токовая загрузка, %
1	2	3	4	5
ЧТЭЦ 110 - отп Наглинская	117,3	116,8	510	23,0
ЧТЭЦ 110 - отп Наглинская	117,2	116,7	510	23,0
отп Наглинская - Наглинская 110	20,0	20,5	390	5,3

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5
отп Наглинская - Наглинская 110	20,3	20,8	390	5,3
отп Наглинская - отп Угольная	98,8	98,6	390	25,3
отп Наглинская - отп Угольная	98,2	98,0	390	25,2
отп Угольная - Угольная 110	92,5	92,5	390	23,7
отп Угольная - Угольная 110	89,6	89,6	390	23,0
отп Угольная - Хатыми 110	7,4	5,2	390	1,9
отп Угольная - М.Нимныр 110	188,1	186,2	390	48,2
М.Нимныр 110 - Б.Нимныр 110	165,3	163,4	390	42,4
Б.Нимныр 110 - Юхта 110	159,9	159,1	390	41,0
Юхта 110 - Лебединый 110	158,6	157,0	390	40,7
В.Куранах 110 - Н.куранах 110	66,2	63,6	330	20,0
В.Куранах 110 - Н.куранах 110	130,5	129,4	390	33,5
Н.Куранах 220 - НПС-17 220	139,0	144,1	710	20,3
Н.Куранах 220 - НПС-17 220	139,0	144,1	710	20,3
НПС-17 220 - НПС-18 220	178,4	182,6	710	25,7
НПС-17 220 - НПС-18 220	178,4	182,6	710	25,7
НПС-18 220 - НГРЭС 220	216,3	240,1	710	33,8
НПС-18 220 - НГРЭС 220	225,9	245,6	610	40,3

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5
НГРЭС 110 - отп Комсомольская	78,0	77,0	510	15,3
НГРЭС 110 - отп Комсомольская	78,0	77,0	510	15,3
отп Комсомольская - отп Дежневская	77,0	76,0	510	15,1
отп Комсомольская - отп Дежневская	77,0	76,0	510	15,1
отп Дежневская - Дежневская 110	54,9	55,1	390	14,1
отп Дежневская - Дежневская 110	54,9	55,2	390	14,1
отп Дежневская - отп Денисовская	74,6	74,1	510	14,6
отп Денисовская - Денисовская 110	2,0	2,0	510	0,4
отп Денисовская - Денисовская 110	2,0	2,0	510	0,4
отп Денисовская - ЧТЭС 110	75,1	73,5	510	14,7
отп Денисовская - ЧТЭС 110	75,1	73,5	510	14,7
отп Дежневская - отп Денисовская	74,6	74,1	510	14,6
Лебединый 110 - В.Куранах 110	135,2	130,5	390	34,7

В режиме наибольших нагрузок перегруженных линий нет. Большинство линия являются недогруженными.

Анализ уровней напряжения в узлах.

Таблица 15 – Отклонения напряжения на ВН ПС

Название ПС	Номинальное напряжение, $U_{\text{ном}}$ , кВ	Фактическое напряжение, $V$ , кВ	Отклонение напряжения, $dV$ , кВ
1	2	3	4
НГРЭС	220	225	5
ЧТЭЦ	110	115	5
Угольная	110	113,8	3,8
Хатыми	110	113,77	3,77
М.Нимныр	110	108,43	-1,57
Б.Нимныр	110	106,54	-3,46
Юхта	110	105,87	-4,13
Лебединый	110	104,64	-5,36
Наглинская	110	113,9	3,9
Дежневская	110	114,25	4,25
Н.Куранах	110	225	5
Денисовская	110	114,54	4,54
НПС-17	220	224,56	4,56
НПС-18	220	224,38	4,38

#### 1.5.4 Расчет и анализ послеаварийного режима

Произведем расчет нескольких послеаварийных режимов. Послеаварийный режим будет произведен для нормального режима.

1. Произведем отключение одной линии на участке Чульманская ТЭЦ – Нерюнгринская ГРЭС, поскольку эта линия проходит вблизи фактического расположения будущей ПС Комсомольская, и одной из линий Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18.

Таблица 16 – Узлы в послеаварийном режиме

№	Название	Uном	V	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4	5
1	ЧТЭЦ 110	110	115,0	4,5
2	отп Наглинская	110	113,8	3,4
3	отп Наглинская	110	113,8	3,4
4	Наглинская 110	110	113,7	3,3
5	отп Угольная	110	113,4	3,0
6	отп Угольная	110	113,4	3,0
7	Угольная 110	110	113,4	3,0
8	Хатыми 110	110	113,4	3,0
9	М.Нимныр 110	110	106,9	3,7
10	Б.Нимныр 110	110	104,6	4,9
11	Юхта 110	110	104,9	4,6
12	Лебединый 110	110	103,36	6,1
16	В.Куранах 110	110	107,2	2,6
17	Н.куранах 110	110	108,3	1,6
18	АТ-1	220	216,7	1,5
19	АТ-2	220	216,7	1,5
20	Н.Куранах 220	220	225,0	2,2
21	Н.куранах 35	35	34,4	1,8
22	НПС-17 220	220	223,2	1,4
23	НПС-18 220	220	221,7	0,7
24	НГРЭС 220	220	225,0	2,2

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5
25	АТ-1	220	227,1	3,1
26	АТ-2	220	227,1	3,1
27	НГРЭС 110	110	113,5	3,2
28	НГРЭС 35	35	36,1	3,1
29	отп Дежневская	110	113,8	3,4
30	отп Дежневская	110	113,6	3,2
31	Дежневская 110	110	113,6	3,2
32	отп Денисовская	110	114,1	3,7
33	отп Денисовская	110	114,1	3,7
34	Денисовская 110	110	114,1	3,7

При отключение одной цепи ВЛ Чульманская ТЭЦ – Нерюнгринская ГРЭС, и одной из линий Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 значимых падений уровней напряжения не происходит. Самые большие просадки напряжения происходят на ПС Лебединый и ПС М. Нимныр.

Таблица 17 – Токовая загрузка в послеаварийном режиме

Название	Ток в начале линии, Инач, А	Ток в конце линии, Икон, А	Длительно допустимый ток для температуры 25°С, Идоп, А	Токовая загрузка, %
1	2	3	4	5
ЧТЭЦ 110 - отп Наглинская	153,6	153,1	510	30,1
ЧТЭЦ 110 - отп Наглинская	153,4	153	510	30,1

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5
отп Наглинская - Наглинская 110	19,9	20,46	390	5,2
отп Наглинская - Наглинская 110	20,5	20,98	390	5,4
отп Наглинская - отп Угольная	135,1	135	390	34,6
отп Наглинская - отп Угольная	134,4	134,2	390	34,5
отп Угольная - Угольная 110	128,7	128,7	390	33,0
отп Угольная - Угольная 110	125,8	125,8	390	32,2
отп Угольная - Хатыми 110	7,3	5,172	390	1,9
отп Угольная - М.Нимныр 110	260,7	258,3	390	66,8
М.Нимныр 110 - Б.Нимныр 110	237,9	235,6	390	61,0
Б.Нимныр 110 - Юхта 110	232,2	231,2	390	59,5
Юхта 110 - Лебединый 110	230,7	228,4	390	59,2
В.Куранах 110 - Н.куранах 110	71,9	68,79	330	21,8
В.Куранах 110 - Н.куранах 110	141,5	140,2	390	36,3
Н.Куранах 220 - НПС-17 220	125,6	135,6	710	19,1
Н.Куранах 220 - НПС-17 220	125,6	135,6	710	19,1
НПС-17 220 - НПС-18 220	162,9	170,9	710	24,1
НПС-17 220 - НПС-18 220	162,9	170,9	710	24,1
НПС-18 220 - НГРЭС 220	406,1	427,2	710	60,2
НПС-18 220 - НГРЭС 220	0,0	0	610	0,0
НГРЭС 110 - отп	203,9	203,2	510	40,0
НГРЭС 110 - отп	0,0	0	510	0,0

Продолжение таблицы 17

отп - отп Дежневская	203,2	202,5	510	39,8
отп - отп Дежневская	0,0	0	510	0,0
отп Дежневская - Дежневская 110	110,2	110,5	390	28,3
отп Дежневская - Дежневская 110	0,0	0,699	390	0,2
отп Дежневская - отп Денисовская	155,0	154,5	510	30,4
отп Денисовская - Денисовская 110	0,0	0,02	510	0,0
отп Денисовская - Денисовская 110	4,0	4,057	510	0,8
отп Денисовская - ЧТЭЦ 110	0,0	0	510	0,0
отп Денисовская - ЧТЭЦ 110	154,5	153,1	510	30,3
отп Дежневская - отп Денисовская	0,0	0	510	0,0
Лебединый 110 - В.Куранах 110	177,0	171,9	390	45,4

Загрузка оставшейся в работе линии Чульманская ТЭЦ – Нерюнгринская ГРЭС составляет 40%, токовая нагрузка при работе двух линий составляет 25,1 %. Ток в начале линии – 130 А, ток в конце линии – 118 А.

Можно сделать вывод, что отключение одной цепи Чульманская ТЭЦ – Нерюнгринская ГРЭС не приведет к перегреву оставшейся в работе линии или к сильному снижению напряжения.

2. Произведем отключение одного трансформатора на ПС Нижний Куранах, поскольку эта ПС является узловой.

Таблица 18 – Узлы в послеаварийном режиме

№	Название	Uном	V	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4	5
1	ЧТЭЦ 110	110	115,00	4,5
2	отп Наглинская	110	113,82	3,4
3	отп Наглинская	110	113,83	3,4
4	Наглинская 110	110	113,72	3,3
5	отп Угольная	110	113,52	3,0
6	отп Угольная	110	113,52	3,0
7	Угольная 110	110	113,52	3,0
8	Хатыми 110	110	113,49	3,0
9	М.Нимныр 110	110	106,81	2,7
10	Б.Нимныр 110	110	104,28	4,9
11	Юхта 110	110	103,38	6,1
12	Лебединый 110	110	101,71	8,1
16	В.Куранах 110	110	105,05	2,6
17	Н.куранах 110	110	106,11	1,6
18	АТ-1	220	212,37	1,5
19	АТ-2	220	0,00	1,5
20	Н.Куранах 220	220	225,00	2,2
21	Н.куранах 35	35	33,77	1,8
22	НПС-17 220	220	224,58	1,4

1	2	3	4	5
23	НПС-18 220	220	224,41	0,7
24	НГРЭС 220	220	225,00	2,2
25	АТ-1	220	228,06	3,1
26	АТ-2	220	228,06	3,1
27	НГРЭС 110	110	114,02	3,2
28	НГРЭС 35	35	36,26	3,1
31	отп Дежневская	110	114,43	3,4
32	отп Дежневская	110	114,43	3,2
33	Дежневская 110	110	114,28	3,2
34	отп Денисовская	110	114,57	3,7
35	отп Денисовская	110	114,3	3,7
36	Денисовская 110	110	114,3	3,7

При отключении трансформатора на ПС Нижний Куранах падение уровней напряжения наблюдается на ПС Юхта 103,38 кВ и ПС Лебединый 101,38 кВ.

Таблица 19 – Токовая нагрузка в послеаварийном режиме

Название	Ток в начале линии, I <sub>нач</sub> , А	Ток в конце линии, I <sub>кон</sub> , А	Длительно допустимый ток для температуры 25°С, I <sub>доп</sub> , А	Токовая нагрузка, %
1	2	3	4	5
ЧТЭЦ 110 - отп Наглинская	119,9	119,84	510	23,5
ЧТЭЦ 110 - отп Наглинская	119,8	119,72	510	23,5
отп Наглинская - Наглинская 110	20,0	20,48	390	5,3

1	2	3	4	5
отп Наглинская - Наглинская 110	20,4	20,90	390	5,4
отп Наглинская - отп Угольная	105,3	105,26	390	27,0
отп Наглинская - отп Угольная	104,8	104,67	390	26,9
отп Угольная - Угольная 110	99,5	99,54	390	25,5
отп Угольная - Угольная 110	96,5	96,50	390	24,7
отп Угольная - Хатыми 110	7,3	5,16	390	1,9
отп Угольная - М.Нимныр 110	201,7	200,78	390	51,7
М.Нимныр 110 - Б.Нимныр 110	178,7	177,36	390	45,8
Б.Нимныр 110 - Юхта 110	173,7	173,11	390	44,5
Юхта 110 - Лебединый 110	172,6	171,34	390	44,3
В.Куранах 110 - Н.куранах 110	63,8	61,34	330	19,3
В.Куранах 110 - Н.куранах 110	125,8	124,78	390	32,3
Н.Куранах 220 - НПС-17 220	137,4	142,52	710	20,1
Н.Куранах 220 - НПС-17 220	137,4	142,52	710	20,1
НПС-17 220 - НПС-18 220	176,8	181,06	710	25,5
НПС-17 220 - НПС-18 220	176,8	181,06	710	25,5
НПС-18 220 - НГРЭС 220	214,8	238,58	710	33,6
НПС-18 220 - НГРЭС 220	224,3	244,08	610	40,0
НГРЭС 110 - отп	81,3	80,29	510	15,9
НГРЭС 110 - отп	81,3	80,28	510	15,9
отп - отп Дежневская	80,3	79,35	510	15,8
отп - отп Дежневская	80,3	79,34	510	15,8
отп Дежневская - Дежневская 110	54,9	55,08	390	14,1
отп Дежневская - Дежневская 110	54,9	55,12	390	14,1

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5
отп Дежневская - отп Денисовская	75,9	75,45	510	14,9
отп Денисовская - Денисовская 110	2,0	2,01	510	0,4
отп Денисовская - Денисовская 110	2,0	2,05	510	0,4
отп Денисовская - ЧТЭЦ 110	71,5	69,93	510	14,0
отп Денисовская - ЧТЭЦ 110	71,5	69,93	510	14,0
отп Дежневская - отп Денисовская	76,0	75,51	510	14,9
Лебединый 110 - В.Куранах 110	128,6	123,87	390	33,0

Загрузка линий не превышает допустимых значений.

Можно сделать вывод, что отключение одного трансформатора на ПС Нижний Куранах не приведет к значительному нарушению работы системы.

По итогу расчета существующего режима, существующая система позволяет подключение новой нагрузки ПС Комсомольская.

## 2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРИМЕНЯЕМЫХ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Новосибирская производственная компания «Феникс-88» появилась в 1988 году как производственный кооператив «ФЕНИКС-88». В настоящее время ЗАО «ФЕНИКС-88» имеет собственные площади, на которых расположено основное производство и испытательная база. ЗАО «ФЕНИКС-88» предлагает выполнение работ по грозозащите высоковольтных ЛЭП под ключ. Новые разработки компании - композитные опоры для ЛЭП 35-220 кВ.

Применение композитных опор: опоры из композитных материалов обладают небольшой удельной массой. Кроме возможного общего применения при строительстве ВЛ, композитные опоры также предназначены для проведения аварийно-восстановительных работ и применения в труднодоступной местности (лесная, болотистая и горная местность), в условиях городской застройки, а также создания быстромонтируемого аварийного резерва [19].

Преимущества композитных опор.

Благодаря современным полимерным материалам композитные опоры:

- просты в сборке и установке
- компактны при складировании и транспортировке
- легкие (имеют малый вес конструкции)
- противостоят разрушающим климатическим нагрузкам (ураганным ветрам, гололедам)
- не подвержены коррозии
- эстетичны и экологичны
- вандалоустойчивы

Экономический эффект применения композитных опор. Стоимость композитных опор не превосходит стоимости многогранных металлических опор. Экономический эффект от внедрения композитных опор обусловлен:

- снижением расходов на хранение, транспортировку и монтаж
- отсутствием расходов на подвесную изоляцию
- снижением расходов на землеотвод (просеки)
- крепление провода к траверсе позволяет снизить габариты применяемых стоек либо увеличить длину пролетов
- срок службы увеличивается до 50-70 лет

Защита от ультрафиолета. Для повышения стойкости к ультрафиолу и солнечной радиации в составе стеклопластика есть светостабилизатор. В связи с этим частично прозрачная труба стойки защищена от негативного воздействия инсоляции на всю толщину слоя.

Защита от низового пожара. Для обеспечения защиты стойки опоры от низового пожара наружная поверхность нижнего модуля опоры покрыта огнезащитным составом на высоту не менее 2м от поверхности земли.

Стойка композитной опоры. Конструкция стойки из композитных материалов состоит из модулей в виде усечённых конусных труб различных диаметров. Разработаны шесть типов модулей, позволяющих собрать стойки необходимой высоты и требуемого класса напряжения опоры ВЛ.

Сборка стойки опоры из модулей может выполняться либо на организованном полигоне, либо на месте установки опоры ВЛ. Сборка стойки представляет собой телескопическую стыковку модулей «конус в конус» с перекрытием (нахлестом) не менее 1,5 диаметра ствола в месте стыка. После сопряжения модулей стойки необходима их подпрессовка, с продольным усилием до 40 кН, для плотной посадки с последующей фиксацией стыков путём применения разжимных анкеров. Модули для стойки опор состоят из

базовой стеклопластиковой композиции, воспринимающей основную механическую нагрузку.

Удобство транспортировки и складирования. Модульная конструкция элементов стойки опоры, а также относительно большие габариты конических труб модулей, позволяют разместить полную комплектацию промежуточной опоры во внутреннем пространстве модулей в транспортном положении.

Установка стойки в фундамент. Фундаментная установка опор выполняется, как правило, закреплением нижних модулей стойки в грунт в пробуренном котловане во всех типах песчаных, супесчаных, суглинистых и глинистых грунтов [20].

Таблица 20 – Характеристики опоры ПК 110-2

Количество модулей	4
Диаметр нижнего модуля, мм	920
Диаметр верхнего модуля, мм	310
Рекомендуемая глубина установки в грунт, мм	4000
максимально-допустимый момент изгиба стойки, кН*м	800
Суммарная высота стойки, м	31,2
Общий вес модулей	1493

Возможны доработки фундаментных подкрепляющих конструкций в виде обсадных труб, ригелей или свай с ростверками с учётом коэффициента пористости грунта. При установке стоек в обсадную трубу, нижние модули

допускается выполнять укороченными, в частности, для одноцепной опоры ПК220-1 нижний модуль может быть укорочен на 1,5 м, для двухцепной опоры ПК 220-2 нижний модуль может быть укорочен на 2м. Возможен фланцевый фундамент.

Выбраны композитные опоры ПК 110-2 на класс напряжения 110 кВ для двухцепной линии. Опора схематически представлена на рисунке 6.

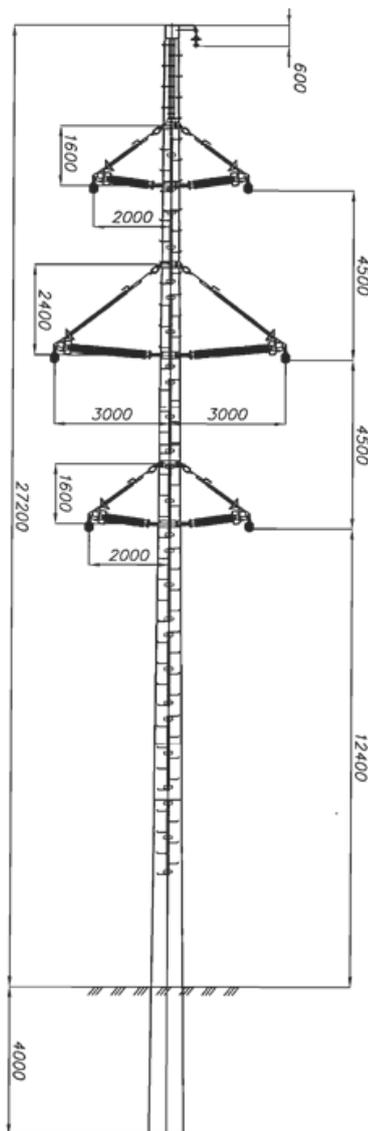


Рисунок 6 – Промежуточная двухцепная композитная опора ПК110-2 на 110 кВ

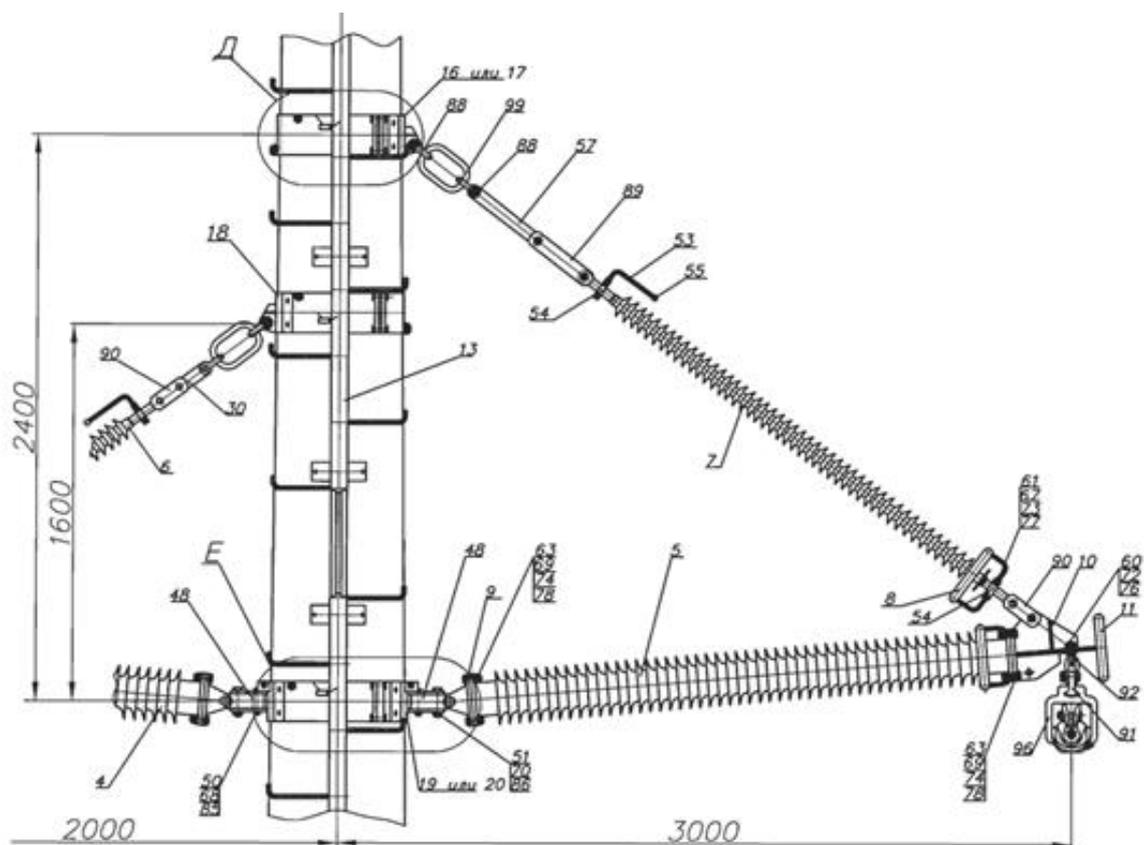


Рисунок 7 – Изолирующая траверса для опоры ПК110-2 на 110 кВ

Указания по применению:

1) Композитные опоры ВЛ 110кВ предназначены для применения в I-IV ветровых районах и в I-IV районах по гололеду населенной и ненаселенной местности;

2) Диапазон температур от минус 60 °С до плюс 40 °С, тип атмосферы – промышленная, степень загрязнения II, рабочее значение влажности воздуха (среднегодовое/верхнее) – 75% / 100%, предельная высота эксплуатации над уровнем моря – 1000м;

3) Металлические детали, применяемые в опорах, изготавливаются из материалов, которые обеспечивают нормальную работу в районах с расчетной температурой наиболее холодной пятидневки до минус 60 °С;

4) Композитные опоры рассчитаны на воздействие землетрясений интенсивностью 9 баллов по шкале MSK-64;

5) Максимальные расчетные отклонения вершины одноцепной опоры при максимальных расчетных нагрузках составляют:

- в режиме максимального ветра – 2,63 м;
- в режиме гололедных нагрузок и ветра при гололеде – 3,38 м;

6) Максимальные расчетные отклонения вершины двухцепной опоры при максимальных расчетных нагрузках составляют:

- в режиме максимального ветра – 2,72 м;
- в режиме гололедных нагрузок и ветра при гололеде – 2,95 м.

На композитных опорах предусмотрена подвеска сталеалюминевых проводов марки АС 95/16, АС 120/19, АС 150/24, АС 185/29, АС 240/39. В качестве грозозащитных тросов предусматривается нераскручивающийся стальной канат нормальной прочности марки 9,2-МЗ-В-ОЖ-Н-Р и 9,1-Г-1-СС-Н-140 (ТК 9,1).

В соответствии со схемой расположения проводов (треугольное для одноцепной опоры или бочкообразное для Двухцепной опоры), применяются два типа изолирующих траверс, обеспечивающие требуемое расстояние по схлестыванию, а также расстояние от токоведущей части до заземленной. Траверсы типа: ТКФ 110-G50T8R16C16-2 УХЛ1 и ТКФ 220-G50T8R16C16-2 УХЛ1.

Изолирующая траверса ТКФ 110-050T8R16C16-2 УХЛ1 состоит из консольного полимерного опорного изолятора ОТПК 8-110-Т-2 УХЛ1 и полимерный изолятор тяги ЛК-120/110-2 УХЛ1.

Состав обозначения маркировки в типе траверсы:

- вертикальная сила-  $G=50$  кН;
- продольная горизонтальная вдоль ВЛ -  $T=8$  кН;

- горизонтальная растягивающая перпендикулярно ВЛ -  $R=16$  кН;
- горизонтальная сжимающая перпендикулярно ВЛ -  $C=16$  кН;
- степень загрязнения по ГОСТ 9920-2.

Изолирующая траверса ТКФ 220-G50T8R16C16-2 УХЛ1 состоит из консольного полимерного опорного изолятора ОТПК 8-220-Т-2 УХЛ1 и полимерный изолятор тяги ЛК-160/220-2 УХЛ1. Состав обозначения маркировки в типе траверсы:

- вертикальная сила -  $G=50$  кН;
- продольная горизонтальная вдоль ВЛ –  $T=8$  кН.

При нормированном напряжении  $U_{нр} = 80$ кВ на траверсе видимая корона отсутствует, уровень радиопомех не превышает 54 ДБ(500мкВ).

Категория прочности арматуры сочленения тяги с изолятором равна 160 кН. Значение коэффициента запаса прочности по максимальному усилию сжатия у опорного изолятора составляет не менее 10 по отношению к разрушающей нормированной нагрузке.

В состав конструкции траверсы входит узел ограниченной прочности при изгибе. В вертикальной оси шарнира консольного изолятора устанавливается фиксатор (штифт), фиксирующий нормальное положение траверсы (перпендикулярно направлению трассы ВЛ), для исключения нежелательных поворотов траверсы при монтаже и нормальной эксплуатации линии.

Максимальное горизонтальное усилие, воспринимаемое траверсой, составляет порядка 4,5-6,5 кН вдоль оси ВЛ. При увеличении горизонтальной силы (аварийный режим обрыв провода), фиксатор (штифт) срезается, траверса поворачивается на 90 градусов, в сторону направления тяжения проводов, для предотвращения перегрузок стойки восстановления нормального режима работы ВЛ, поворотную траверсу устанавливают в нормальное положение и фиксируют с помощью нового фиксирующего штифта.

Для всех типов траверс применяются единообразные элементы крепления (хомуты, шарнирные элементы и сцепная арматура). Провода к изолирующей траверсе крепятся с помощью зажимов ПГН-3-5 (АС 95/16, АС 120/19, АС 150/24, АС 185/29) и ПГН-5-4(АС 240/39).

Для крепления грозотроса 9,2-МЗ-В-ОЖ-Н-Р используется зажим ПГ-2-11Б, для троса 9,1-Г-1-СС-Н-140 зажим ПГ-2-11Д [20].



Для данного варианта возможно применение других схем, таких как: 5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий, 5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов, но данные схемы требуют больших капиталовложений и требуют дополнительных обоснований. Для варианта № 2 выберем схему 5Н – Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

Сравним варианты № 1, 2 по длине линий и количеству выключателей. Сравнение приведено в таблице 14.

Таблица 21 – Сравнение вариантов

Вариант	Длина линии, км	Количество выключателей
№1	5,2; 5	2
№2	5,2	3

Примем данные варианты для дальнейшей разработки.

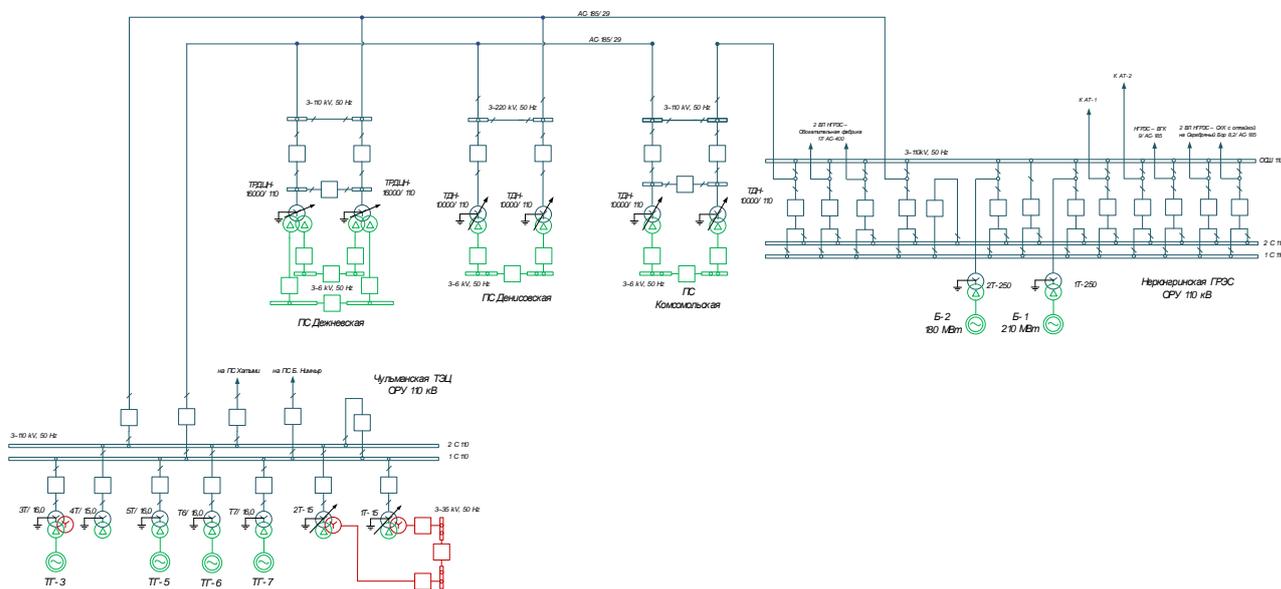


Рисунок 9 – Однолинейная схема варианта № 2 – В рассечку линии

## 3.2. Техническая проработка вариантов подключения ПС Комсомольская

### 3.2.1 Выбор сечения проводников

Произведем выбор сечения для Варианта №1 Отпайка от линий Чульманская ТЭЦ – Нерюнгринская ГРЭС, №2 – Рассечка в линию Чульманская ТЭЦ – Нерюнгринская ГРЭС.

Действующие линии Чульманская ТЭЦ – Нерюнгринская ГРЭС выполнены проводом АС-185/29.

Выбор проводников производится по методу экономических токовых интервалов.

Для этого необходимо найти максимальный ток воздушной линии.

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{P_{maxi}^2 + Q_{нескi}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}; \quad (9)$$

где  $P_{max}$ ,  $Q_{неск}$  – потоки активной максимальной и некомпенсированной реактивной мощностей;

$n$  – количество цепей;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение сети.

Расчетный ток, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП:

$$I_P = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \quad (10)$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

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

Прогнозирование нагрузки уже произведено, поэтому примем  $\alpha_t = 1$

Поскольку нет данных о значении числа часов использования максимума нагрузки линии и коэффициента участия в максимуме энергосистемы, примем  $\alpha_t = 1$ .

Согласно [13], для номинального напряжения 6 кВ,  $tg\varphi = 0,4$ , тогда:

$$Q = P \times tg\varphi = 13,5 \times 0,4 = 5,4 \text{ MVar} \quad (11)$$

Рассчитаем максимальный ток на головном участке:

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{13,5^2 + 5,4^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 38,1 \text{ A}$$

Расчетный ток:

$$I_p = 38,1 \cdot 1,05 \cdot 1 = 40 \text{ A}$$

Согласно экономическим токовым интервалам с учетом района по гололеду (III) выбираем провод АС-95.

Проверка выбранного сечения производится по длительно допустимому току. Для данного кабеля длительный допустимый ток равен 330 А.

Вычислим рабочий максимальный ток, при работе одной линии:

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{13,5^2 + 5,4^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 76,3A \quad (12)$$

Одна линия способна выдержать нагрузку проектируемой ПС Налдинская.

Для варианта №2 сечением принимается сечение линии в которую производится подключение, данная линия выполняется проводом АС-185/29.

### 3.2.2 Выбор силовых 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. Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению 13:

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{N \cdot K_3}, \quad (13)$$

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

$N$  – количество трансформаторов,

$P$  – суммарная активная мощность, МВт,

$Q$  – суммарная реактивная мощность, МВар.

Рассчитываем мощность трансформаторов по формуле 1.

$$S_{mp.p} = \frac{\sqrt{13,5^2 + 4,05^2}}{2 \cdot 0.7} = 10,06 \text{ МВА}$$

Таблица 22 – Параметры трансформатора

Марка	Номинальная мощность, кВА	Схема и группа соединения обмоток	Напряжение обмотки, кВ	
			ВН	НН
ТДН-10000/110	10000	Y <sub>H</sub> /D-11	115	6,5

Проверяем выбранный трансформатор по коэффициенту загрузки:

В нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{N \cdot S_{НОМ}} \quad (14)$$

$$K_{3,НОРМ} = \frac{\sqrt{13,5^2 + 4,05^2}}{2 \cdot 10} = 0,7.$$

Выбранный автотрансформатор проходит по коэффициенту загрузки.

Проверим загрузку трансформаторов в послеаварийном режиме:

$$K_{3,ПА} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{S_{НОМ}} \quad (15)$$

$$K_{3,ПА} = \frac{\sqrt{13,5^2 + 4,05^2}}{10} = 1,4.$$

При расчёте послеаварийного режима в ПВК RastrWin3 было выявлено, что трансформаторы на ПС Комсомольская не перегружаются выше максимальной величины загрузки в аварийном режиме  $K_{3,ПАВ}=1,4$ . Исходя из этого, проверка теплового режима трансформатора не требуется.

### 3.3 Техничко-экономический расчет вариантов подключения

Цель данного пункта является определение оптимального варианта развития электрической сети района проектирования на основании расчёта экономической эффективности с учетом фактора надежности.

#### 3.3.1. Расчет капиталовложений

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение ЛЭП и подстанций.

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [1]:

- капиталовложения на сооружение подстанций;
- капиталовложения на вооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (15)$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории.

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (16)$$

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

$K_{КУ}$  – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{ОРУ}$  – стоимость ОРУ, зависящая от схему РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат.

Расчёт капиталовложений приведён в приложении А.

Результаты расчета капиталовложений сведены в таблицу 23.

Таблица 23 – Капиталовложения в сооружение ВЛ

Капиталовложения, тыс. руб.	Вариант №1	Вариант №2
Капиталовложения в строительство ВЛ	57588	56459
Капиталовложения в строительство ПС	186850	242400
<b>Итого:</b>	<b>244438</b>	<b>298859</b>

Из расчета капиталовложений видно, что подключение ПС Комсомольская в отпайку линий Чульманская ТЭЦ – Нерюнгринская ГРЭС и дешевле, чем подключение ПС Комсомольская в рассечку линии Чульманская ТЭЦ – Нерюнгринская ГРЭС.

### 3.3.2 Расчет эксплуатационных издержек

В задачи данного раздела входит определение эксплуатационных издержек.

Расчёт издержек для варианта № 1 – подключение ПС Комсомольская в отпайку линии, приведён в приложении А.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{ΔW} \quad (17)$$

где  $I_{AM}$  – амортизационные отчисления на реновацию;

$I_{Э.Р}$  – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{ΔW}$  – затраты на передачу электроэнергии;

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС} \quad (18)$$

где  $\alpha_{тэоВЛ}$ ,  $\alpha_{тэоПС}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию

ВЛ и ПС ( $\alpha_{тэоВЛ} = 0,8\%$ ;  $\alpha_{тэоПС} = 5,9\%$  - для 110 кВ).

Издержки стоимости потерь электроэнергии в сети [1]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (19)$$

где  $\Delta W$  - потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии, согласно данным АО «ДРСК» стоимость потерь составляет 3,8 руб/ МВт·ч.

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах. В данном расчёте потери в сети определялись расчётом соответствующего режима в ПВК RastrWin.

Амортизационные отчисления:

$$I_{AM} = K \cdot a_p; \quad (20)$$

где  $K$  – капиталовложение в соответствующие оборудование;

$a_p$  – норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Результаты расчета издержек приведены в таблице 24:

Таблица 24 – Издержки

Издержки, тыс. руб.	Вариант №1	Вариант №2
Издержки на ремонт и эксплуатацию	11484	14753
Амортизационные издержки	12221	14942
Издержки на потери электроэнергии	725047	706651
<b>Итого:</b>	<b>748754</b>	<b>736347</b>

В данном случае издержки варианта №1 больше.

### 3.3.3 Оценка экономической эффективности проекта

В задачи данного раздела входит сравнение предлагаемых вариантов по экономической эффективности.

Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности инвестиционного проекта является оценка выручки от реализации проекта.

Выручка от реализации проекта:

$$O_{Pt} = W_t \cdot \sum_{i=1}^N T_i \cdot D_i, \quad (21)$$

где  $W_t$  – полезно отпущенная потребителю электроэнергия, для данного варианта составляет 65700 МВт·ч;

$N$  – количество потребителей;

$T_i$  – одноставочный тариф для  $i$ -го потребителя, тыс.руб/МВт·ч ;

$D_i$  – доля  $i$ -го ЭП в годовом потреблении, о.е.

$$O_{Pt} = 65700 \cdot 3,97 \cdot 1 = 260829 \text{ тыс.руб./год}$$

Величина прибыли после вычета налогов ( $\Pi_{\text{чт}}$ ) численно равна прибыли от реализации ( $\Pi_{\text{бт}}$ ) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$\Pi_{\text{чт}} = \Pi_{\text{бт}} - H_t = O_{P_t} - I_t - H_t; \quad (22)$$

где  $O_{P_t}$  – стоимостная оценка результатов без НДС;

$I_t$  – суммарные эксплуатационные издержки в год.

Прибыль от реализации продукции определится:

$$\Pi_{\text{бт}} = O_{P_t} - I_t; \quad (23)$$

$$\Pi_{\text{бт}} = 260829 - 39565 = 221264 \text{ тыс.руб./год}$$

Определяем ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (\Pi_{\text{бт}}); \quad (24)$$

$$H_t = 0,2 \cdot 221264 = 44252 \text{ тыс.руб./год}$$

Прибыль от реализации после вычета налога:

$$\Pi_{\text{чт}} = 221264 - 44252 = 177012 \text{ тыс.руб./год}$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированным чистого потока платежей  $\mathcal{E}_t$ , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования) [1]:

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t = \Pi_{ч.м} + I_{м.т} - K_t, \quad (25)$$

Расчетный период принимаем равным  $T_p = 20$  лет.

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (26)$$

где  $d = 12\%$  – коэффициент дисконтирования.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунках 10 и 11.

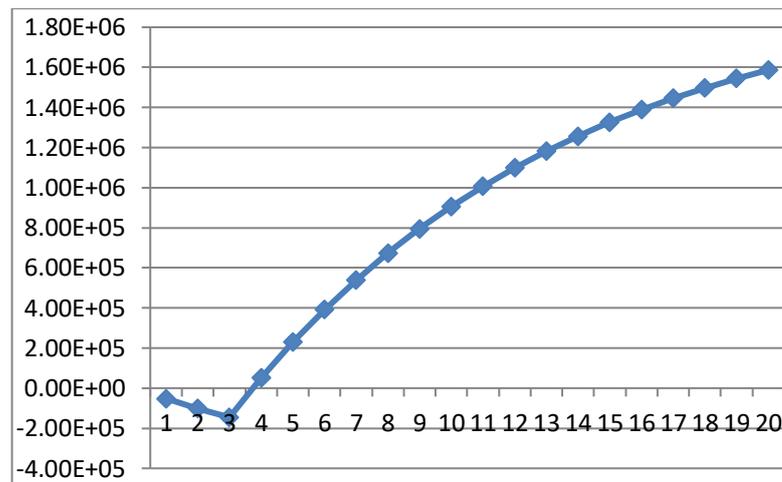


Рисунок 10 – График ЧДД для первого варианта

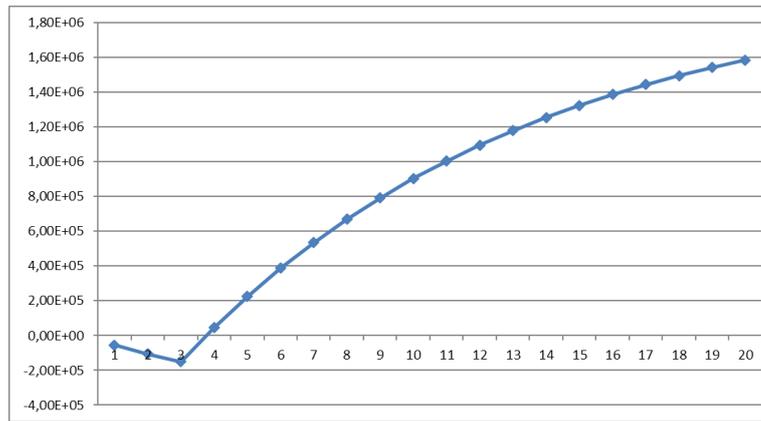


Рисунок 11 – График ЧДД для второго варианта

Очевидно, что первый вариант развития имеет преимущество: его ЧДД больше, чем ЧДД варианта 2, а срок окупаемости меньше. Принимаем его за основной вариант развития электрической сети.

### 3.3.4. Расчет надежности

Расчет надежности обоих вариантов подключения представлен в Приложении А. Ущерб меньше для варианта №1.

## 4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

В данном разделе будет произведен расчет токов КЗ на шинах 110 кВ ПС Дежневская, шинах ОРУ 110 кВ Чульманской ТЭЦ, и непосредственно на шинах проектируемой ПС Комсомольская, на шинах 110 и 6 кВ.

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки оборудования, а также для расчета уставок релейной защиты и автоматики.

Основные допущения при расчетах токов КЗ:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания.

Также в этом разделе будет приведен нормальный и послеаварийный режимы обновленной системы.

### 4.1 Расчет ТКЗ в программе RastrWin3

Расчет ТКЗ произведен в ПВК RastrWin3.

Сопротивления линий находятся по формуле, Ом:

$$x_{\text{Л}} = x_{\text{О}} \cdot l \quad (27)$$

Среднее значение отношения  $X_0/X1$  для одноцепных ВЛ со стальными заземленными тросами равно 3, следовательно сопротивление линии для нахождения однофазного тока необходимо умножить на 3.

$$x_{n.n} = 3 \cdot x_o \cdot l \quad (28)$$

Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin3.

Необходимо во вкладке Узлы/Несим/ИД задать все узлы, для них указать тип нейтрали, номер и номинальное напряжение. Глухозаземленная нейтраль обозначается – зак., изолированная нейтраль – Δ. Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, для них указывается сопротивление прямой и нулевой последовательности, коэффициенты трансформации. Во вкладке Генераторы/Несим задаются все системы с указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы).

Таблица 25 – Генератор

№	№ узла	Реактивное сопротивление прямой последовательности, Ом.	Реактивное сопротивление обратной последовательности, Ом	Реактивное сопротивление нулевой последовательности, Ом	ЭДС генератора
1	1	0,962	1,174	0,131	10,5
2	24	0,225	0,275	0,225	15,75
3	1	0,926	1,174	0,131	10,5
4	1	0,926	1,174	0,131	10,5
5	1	0,926	1,174	0,131	10,5
6	24	0,225	0,275	0,225	15,75
7	24	0,225	0,275	0,225	15,75

Дальнейший расчет в ПВК RastrWin3 показан в приложении В.

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} \quad (29)$$

где  $I_{\text{ПО}}^{(3)}$  – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$K_{y\partial}$  – ударный коэффициент.

Для части системы, с которой электростанция (подстанция) связана ВЛ напряжением 110 кВ ударный коэффициент равен  $K_{y\partial} = 1,717 - 1,78$ , значение постоянной времени  $T_a = 0,03 - 0,04$  [4].

Таблица 26 – Значения токов КЗ

Место КЗ	Трёхфазное КЗ, кА	Однофазное КЗ, кА	Ударный ток, кА
Шины 110 кВ ЧТЭЦ	26,35	11,01	63,8
Шины 110 кВ Дежневская	1,84	0,42	4,46
Шины 110кВ Комсомольская	1,32	0,31	3,2
Шины 6 кВ Комсомольская	2,17	0,7	5,3

Также для выбора оборудования необходимо рассчитать максимальные рабочие токи в элементах подстанции. Оборудование должно выдерживать полную мощность транзита, на случай ремонта или аварии на одной из линий.

Рабочий максимальный ток рассчитывается по формуле:

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (30)$$

Вводные выключатели:

$$I = \frac{\sqrt{13,5^2 + 4,05^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 135 \text{ А}$$

Таблица 19 – Рабочие максимальные токи

ПС/Выключатель	Рабочий максимальный ток, А
Выключатель на стороне 6 кВ	135

#### 4.2 Выбор оборудования

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, динамической и термической устойчивости к токам КЗ.

Выбор выключателей произведем по следующим основным параметрам:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (31)$$

- по максимальному рабочему току

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (32)$$

**Проверка выключателей производится по следующим параметрам.**

**- проверка на электродинамическую стойкость осуществляется по предельным сквозным токам КЗ:**

$$I_{пр.сквоз} \geq I_{но}^{(3)}, \quad (33)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}. \quad (34)$$

где  $I_{пр.сквоз}$  – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, кА;

$i_{дин}$  – наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА.

**- проверка на термическую стойкость осуществляется по тепловому импульсу тока КЗ:**

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (35)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс тока КЗ по расчету, кА<sup>2</sup>с;

$I_{тер}$  – среднеквадратичное значение тока за время его протекания, кА;

$t_{тер}$  – длительность протекания тока термической стойкости, с.

Полный импульс квадратичного тока КЗ определяется из выражения:

$$B_k = I_{но}^{(3)2} (t_{отк} + T_a), \quad (36)$$

где  $t_{отк}$  – время отключения, с.

Согласно [15] время отключения (время действия тока КЗ) равно:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{отк.выкл}, \quad (37)$$

где  $t_{pz}$  – время действия основной релейной защиты данной цепи, с;

$t_{отк.выкл}$  – полное время отключения выключателя, с.

Для ПС Комсомольская выберем КРУЭ компании АВВ, имеющее в своем составе выключатель. КРУЭ — это высоковольтное распределительное устройство с газовой изоляцией, предназначенное для приема, распределения и передачи электрической энергии в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц номинального напряжения 110 кВ.

Выключатели для КРУЭ типа ELK-04 являются универсальными и почти не требуют технического обслуживания. Они прекрасно адаптированы под требуемую компоновку КРУЭ.

Дугогасительные камеры для выключателей на 40, 50 и 63 кА являются унифицированными и многократно испытанными устройствами. Все дугогасительные камеры характеризуются надежным размыканием главных и дугогасительных контактов при гашении дуги. В результате применения износостойких материалов для дугогасительных контактов и малого износа главных контактов достигнуто значительное снижение объема работ по их осмотру и обслуживанию. В большинстве случаев, осмотр и обслуживание не требуется в течение всего срока эксплуатации.

Пружинно-гидравлический привод выключателя обладает такой оптимальной комбинацией преимуществ, как отсутствие износа в гидравлической передаче энергии и прочность механического пружинного привода.

Шинный модуль комбинированного разъединителя-заземлителя состоит из шинных токопроводов и дополнительно к ним поперечно установленного трех-позиционного механизма разъединителя-заземлителя. Таким образом, гарантируется надежное отсоединение и заземление выключателя.

Таблица 27 – Сравнение каталожных и расчетных данных для КРУЭ ЯТЭ-110Л/2500У2

<i>Наименование параметра</i>		<i>Значение</i>	<i>Расчетные данные</i>	<i>Условия выбора</i>
Номинальное напряжение, кВ		До 170 кВ	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
Номинальный ток, А	линейной ячейки	3150	$I_{P.MAX} = 43 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{P.MAX}$
	сборных шин	2500		
Номинальный ток отключения выключателя, кА		40	$I_{по} = 1,9 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{по}$
Ток электродинамической стойкости, кА		100	$i_{уд} = 4,6 \text{ кА}$	$i_{пик} \geq i_{уд}$
Ток термической стойкости, кА		40	$B_K = 4,6^2 \cdot (2 + 0,3 + 0,03) = 72,03 \text{ кА}^2 / \text{с}$ $I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
Время протекания тока термической стойкости, с		3		

Выбранное КРУЭ соответствует условиям и может быть принято к установке.

### 4.3 Опоры ВЛ 110 кВ

Выбраны композитные опоры ПК 110-2 на класс напряжения 110 кВ для двухцепной линии.

### 4.4 Расчет нормального режима

Произведем расчет нормального режима работы сети с подключенной ПС Комсомольская с помощью ПВК RastrWin3.

Ниже приведены таблицы расчета режима.

Таблица 28 – Узлы

№	Название	Uном, кВ	U, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4	5
1	ЧТЭЦ 110	110	115,0	4,5
2	отп Наглинская	110	114,1	3,6
3	отп Наглинская	110	114,1	3,6
4	Наглинская 110	110	114,0	3,5
5	отп Угольная	110	113,9	3,5
6	отп Угольная	110	113,9	3,5
7	Угольная 110	110	113,9	3,5
8	Хатыми 110	110	113,8	3,5
9	М.Нимныр 110	110	108,7	1,9
10	Б.Нимныр 110	110	106,8	3,7
11	Юхта 110	110	106,1	4
12	Лебединый 110	110	104,8	4,9
16	В.Куранах 110	110	108,3	1,6
17	Н.куранах 110	110	109,4	0,7
18	АТ-1	220	218,9	0,7
19	АТ-2	220	218,9	0,7
20	Н.Куранах 220	220	225,0	2,2
21	Н.куранах 35	35	34,8	1,6
22	НПС-17 220	220	224,7	2,1
23	НПС-18 220	220	224,6	2

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5
24	НГРЭС 220	220	225,0	2,2
25	АТ-1	220	227,8	3,6
26	АТ-2	220	227,8	3,6
27	НГРЭС 110	110	113,9	3,6
28	НГРЭС 35	35	36,2	2,8
29	отп Комсомольская	110	114,0	3,7
30	отп Комсомольская	110	114,0	3,7
31	отп Дежневская	110	114,3	3,8
32	отп Дежневская	110	114,3	3,8
33	Дежневская 110	110	114,2	3,7
34	отп Денисовская	110	114,5	3,8
35	отп Денисовская	110	114,5	3,8
36	Денисовская 110	110	114,5	3,8
100	Комсомольская 100	110	113,9	3,5
101	Комсомольская 6	6	6,0	0

Таблица 29 – Ветви

№нач	№кон	Название	R	X	B	G	Кт
1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	ЧТЭЦ 110 - отп Наглинская	5,89	15,03	-100	0	0
1	3	ЧТЭЦ 110 - отп Наглинская	5,89	15,03	-100	0	0
2	4	отп Наглинская - Наглинская 110	1,99	3,41	-21,28	0	0

1	2	3	4	5	6	7	8
3	4	отп Наглинская - Наглинская 110	1,99	3,41	-21,28	0	0
2	6	отп Наглинская - отп Угольная	1,9	3,28	-20,48	0	0
3	5	отп Наглинская - отп Угольная	1,9	3,28	-20,48	0	0
5	7	отп Угольная - Угольная 110	0,009	0,017	-0,106	0	0
6	7	отп Угольная - Угольная 110	0,01	0,02	-0,106	0	0
5	8	отп Угольная - Хатыми 110	9,96	17,08	-106,4	0	0
6	9	отп Угольная - М.Нимныр 110	21,66	37,149	-231	0	0
9	10	М.Нимныр 110 - Б.Нимныр 110	11,87	20,36	-126,8	0	0
10	11	Б.Нимныр 110 - Юхта 110	4,7	8,1	-50,5	0	0
11	12	Юхта 110 - Лебединый 110	9,2	15,88	-98,9	0	0
16	17	В.Куранах 110 - Н.куранах 110	4,95	8,49	-52,9	0	0
16	17	В.Куранах 110 - Н.куранах 110	2,8	4,03	-24,27	0	0
20	18	Н.Куранах 220 - АТ-1	1,4	104	5,95	0,85	1

Продолжение таблицы 29

1	2	3	4	5	6	7	8
20	19	Н.Куранах 220 - АТ-2	1,4	104	5,95	0,85	1
18	17	АТ-1 - Н.курапах 110	1,4	0	0	0	0,5
19	17	АТ-2 - Н.курапах 110	1,4	0	0	0	0,5
18	21	АТ-1 - Н.курапах 35	2,8	195	0	0,85	0,159
19	21	АТ-2 - Н.курапах 35	2,8	195	0	0,85	0,159
20	22	Н.Куранах 220 - НПС-17 220	4,9	21,45	-132	0	0
20	22	Н.Куранах 220 - НПС-17 220	4,9	21,45	-132	0	0
22	23	НПС-17 220 - НПС-18 220	4,9	21,45	-132	0	0
22	23	НПС-17 220 - НПС-18 220	4,9	21,45	-132	0	0
23	24	НПС-18 220 - НГРЭС 220	33,39	120	-717	0	0
23	24	НПС-18 220 - НГРЭС 220	26,85	117,5	-723,3	0	0
24	25	НГРЭС 220 - АТ-1	0,55	59,2	11,81	1,23	1
24	26	НГРЭС 220 - АТ-2	0,55	59,2	11,81	1,23	1
25	27	АТ-1 - НГРЭС 110	0,48	0	0	0	0,5
26	27	АТ-2 - НГРЭС 110	0,48	0	0	0	0,5
25	28	АТ-1 - НГРЭС 35	3,2	131	0	1,23	0,159
26	28	АТ-2 - НГРЭС 35	3,2	131	0	1,23	0,159
27	29	НГРЭС 110 - отп Комсомольская	1,198	3,05	-20,35	0	0

Продолжение таблицы 29

1	2	3	4	5	6	7	8
27	30	НГРЭС 110 - отп Комсомольская	1,198	3,05	-20,35	0	0
29	31	отп Комсомольская - отп Дежневская	1,198	3,05	-20,35	0	0
30	32	отп Комсомольская - отп Дежневская	1,198	3,05	-20,35	0	0
31	33	отп Дежневская - Дежневская 110	1	1,7	-10,64	0	0
32	33	отп Дежневская - Дежневская 110	0,996	1,7	-10,64	0	0
31	34	отп Дежневская - отп Денисовская	0,43	1,1	-7,4	0	0
35	36	отп Денисовская - Денисовская 110	0,016	0,0413	-0,3	0	0
34	36	отп Денисовская - Денисовская 110	0,016	0,0413	-0,3	0	0
35	1	отп Денисовская - ЧТЭЦ 110	1,38	3,51	-23,4	0	0
34	1	отп Денисовская - ЧТЭЦ 110	1,38	3,51	-23,4	0	0
32	35	отп Дежневская - отп Денисовская	0,43	1,1	-7,4	0	0
12	16	Лебединый 110 - В.Куранах 110	7,84	13,45	-83,79	0	0

## Продолжение таблицы 29

1	2	3	4	5	6	7	8
30	100	отп Комсомольская - Комсомольская 100	1,53	2,17	-13	0	0
29	100	отп Комсомольская - Комсомольская 100	1,53	2,17	-13	0	0
100	101	Комсомольская 100 - Комсомольская 6	4,33	86,7	8,47	1,44	0,054
100	101	Комсомольская 100 - Комсомольская 6	4,33	86,7	8,47	1,44	0,054

Таблица 30 – Загрузка ЛЭП

Название	Ток в начале линии, I <sub>нач</sub> , А	Ток в конце линии, I <sub>кон</sub> , А	Длительно допустимый ток для температуры 25°С, I <sub>доп</sub> , А	Токовая загрузка, %
1	2	3	4	5
ЧТЭЦ 110 - отп Наглинская	108,7	108,2	510	21,32
ЧТЭЦ 110 - отп Наглинская	108,6	108,1	510	21,30
отп Наглинская - Наглинская 110	20,0	20,5	390	5,25
отп Наглинская - Наглинская 110	20,3	20,8	390	5,34
отп Наглинская - отп Угольная	93,5	93,4	390	23,98

1	2	3	4	5
отп Наглинская - отп Угольная	93,0	92,8	390	23,85
отп Угольная - Угольная 110	87,4	87,4	390	22,40
отп Угольная - Угольная 110	84,4	84,4	390	21,65
отп Угольная - Хатыми 110	7,4	5,1	390	1,89
отп Угольная - М.Нимныр 110	177,8	175,9	390	45,58
М.Нимныр 110 - Б.Нимныр 110	154,9	153,2	390	39,73
Б.Нимныр 110 - Юхта 110	149,7	149,0	390	38,39
Юхта 110 - Лебединый 110	148,5	147,0	390	38,07
В.Куранах 110 - Н.куранах 110	66,3	63,9	330	20,08
В.Куранах 110 - Н.куранах 110	130,8	129,8	390	33,54
Н.Куранах 220 - НПС-17 220	126,3	131,2	710	18,48
Н.Куранах 220 - НПС-17 220	126,3	131,2	710	18,48
НПС-17 220 - НПС-18 220	165,8	169,8	710	23,92
НПС-17 220 - НПС-18 220	165,8	169,8	710	23,92
НПС-18 220 - НГРЭС 220	204,0	228,0	710	32,12

1	2	3	4	5
НПС-18 220 - НГРЭС 220	213,2	233,2	610	38,23
НГРЭС 110 - отп Комсомольская	95,0	94,2	510	18,63
НГРЭС 110 - отп Комсомольская	95,0	94,2	510	18,63
отп Комсомольская - отп Дежневская	82,0	80,9	510	16,08
отп Комсомольская - отп Дежневская	82,0	80,8	510	16,08
отп Дежневская - Дежневская 110	54,9	55,1	390	14,14
отп Дежневская - Дежневская 110	55,0	55,2	390	14,15
отп Дежневская - отп Денисовская	87,2	86,8	510	17,11
отп Денисовская - Денисовская 110	2,0	2,0	510	0,39
отп Денисовская - Денисовская 110	2,0	2,0	510	0,40
отп Денисовская - ЧТЭЦ 110	84,0	82,5	510	16,48
отп Денисовская - ЧТЭЦ 110	84,0	82,5	510	16,48
отп Дежневская - отп Денисовская	87,3	86,8	510	17,12

1	2	3	4	5	
Лебединый 110 В.Куранах 110	-	132,2	127,6	390	33,89
отп Комсомольская Комсомольская	-	37,6	38,0	330	11,51
отп Комсомольская Комсомольская	-	37,6	38,0	330	11,51

Расчет режима показал что в система не теряет своей работоспособности в подключении новой нагрузки ПС Комсомольская. Напряжение на шинах ПС Комсомольская – ВН 113,87 кВ, НН 6,01 кВ.

#### 4.5 Расчет послеаварийного режима

Произведем расчет нормального режима работы сети с подключенной ПС Комсомольская с помощью ПВК RastrWin3.

Ниже приведены таблицы расчета послеаварийного режима.

Таблица 31 – Узлы

№	Название	Uном, кВ	U, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4	5
1	ЧТЭЦ 110	110	115,0	4,5
2	отп Наглинская	110	113,8	3,4
3	отп Наглинская	110	113,8	3,4
4	Наглинская 110	110	113,7	3,4
5	отп Угольная	110	113,5	3,2
6	отп Угольная	110	113,5	3,2

1	2	3	4	5
7	Угольная 110	110	113,5	3,2
8	Хатыми 110	110	113,5	3,2
9	М.Нимныр 110	110	107,0	2,8
10	Б.Нимныр 110	110	105,0	4,6
11	Юхта 110	110	104,3	5,2
12	Лебединый 110	110	103,4	6
16	В.Куранах 110	110	107,3	2,6
17	Н.куранах 110	110	108,4	1,5
18	АТ-1	220	216,9	1,5
19	АТ-2	220	216,9	1,5
20	Н.Куранах 220	220	225,0	2,2
21	Н.куранах 35	35	34,5	1,5
22	НПС-17 220	220	223,3	1,5
23	НПС-18 220	220	221,8	0,8
24	НГРЭС 220	220	225,0	2,2
25	АТ-1	220	227,2	3,2
26	АТ-2	220	227,2	3,2
27	НГРЭС 110	110	113,6	3,2
28	НГРЭС 35	35	36,1	3,1
29	отп Комсомольская	110	113,6	3,2
30	отп Комсомольская	110	0,0	
31	отп Дежневская	110	113,9	3,5
32	отп Дежневская	110	113,6	3,2
33	Дежневская 110	110	113,6	3,2
34	отп Денисовская	110	114,1	3,7

## Продолжение таблицы 31

1	2	3	4	5
35	отп Денисовская	110	114,1	3,7
36	Денисовская 110	110	114,1	3,7
100	Комсомольская 100	110	113,3	3
101	Комсомольская 6	6	6,0	0

Таблица 32 – Загрузка ЛЭП

Название	Ток в начале линии, I <sub>нач</sub> , А	Ток в конце линии, I <sub>кон</sub> , А	Длительно допустимый ток для температуры 25°С, I <sub>доп</sub> , А	Токовая загрузка, %
1	2	3	4	5
ЧТЭЦ 110 - отп Наглинская	144,97	144,5	510	28,4
ЧТЭЦ 110 - отп Наглинская	144,83	144,3	510	28,4
отп Наглинская - Наглинская 110	19,94	20,46	390	5,2
отп Наглинская - Наглинская 110	20,45	20,94	390	5,4
отп Наглинская - отп Угольная	126,50	126,3	390	32,4
отп Наглинская - отп Угольная	125,79	125,6	390	32,3
отп Угольная - Угольная 110	120,11	120,1	390	30,8
отп Угольная - Угольная 110	117,17	117,2	390	30,0
отп Угольная - Хатыми 110	7,35	5,166	390	1,9
отп Угольная - М.Нимныр 110	243,46	241,1	390	62,4
М.Нимныр 110 - Б.Нимныр 110	220,69	218,4	390	56,6
Б.Нимныр 110 - Юхта 110	215,06	214	390	55,1

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4	5
Юхта 110 - Лебединый 110	213,59	211,4	390	54,8
В.Куранах 110 - Н.курапах 110	69,47	66,5	330	21,1
В.Куранах 110 - Н.курапах 110	136,82	135,5	390	35,1
Н.Куранах 220 - НПС-17 220	112,43	122,3	710	17,2
Н.Куранах 220 - НПС-17 220	112,43	122,3	710	17,2
НПС-17 220 - НПС-18 220	149,91	157,8	710	22,2
НПС-17 220 - НПС-18 220	149,91	157,8	710	22,2
НПС-18 220 - НГРЭС 220	380,62	402	710	56,6
НПС-18 220 - НГРЭС 220	0,00	0	610	0,0
НГРЭС 110 - отп Комсомольская	245,75	245,3	510	48,2
НГРЭС 110 - отп Комсомольская	0,00	0	510	0,0
отп Комсомольская - отп Дежневская	200,57	199,7	510	39,3
отп Комсомольская - отп Дежневская	0,00	0	510	0,0
отп Дежневская - Дежневская 110	110,45	110,7	390	28,4
отп Дежневская - Дежневская 110	0,00	0,698	390	0,2
отп Дежневская - отп Денисовская	167,00	166,5	510	32,7
отп Денисовская - Денисовская 110	0,00	0,02	510	0,0

1	2	3	4	5
отп Денисовская - Денисовская 110	4,05	4,063	510	0,8
отп Денисовская - ЧТЭЦ 110	0,00	0	510	0,0
отп Денисовская - ЧТЭЦ 110	167,12	165,6	510	32,8
отп Дежневская - отп Денисовская	0,00	0	510	0,0
Лебединый 110 - В.Куранах 110	164,38	159,3	390	42,1
отп Комсомольская - Комсомольская 100	0,00	0	330	0,0
отп Комсомольская - Комсомольская 100	76,07	76,42	330	23,2

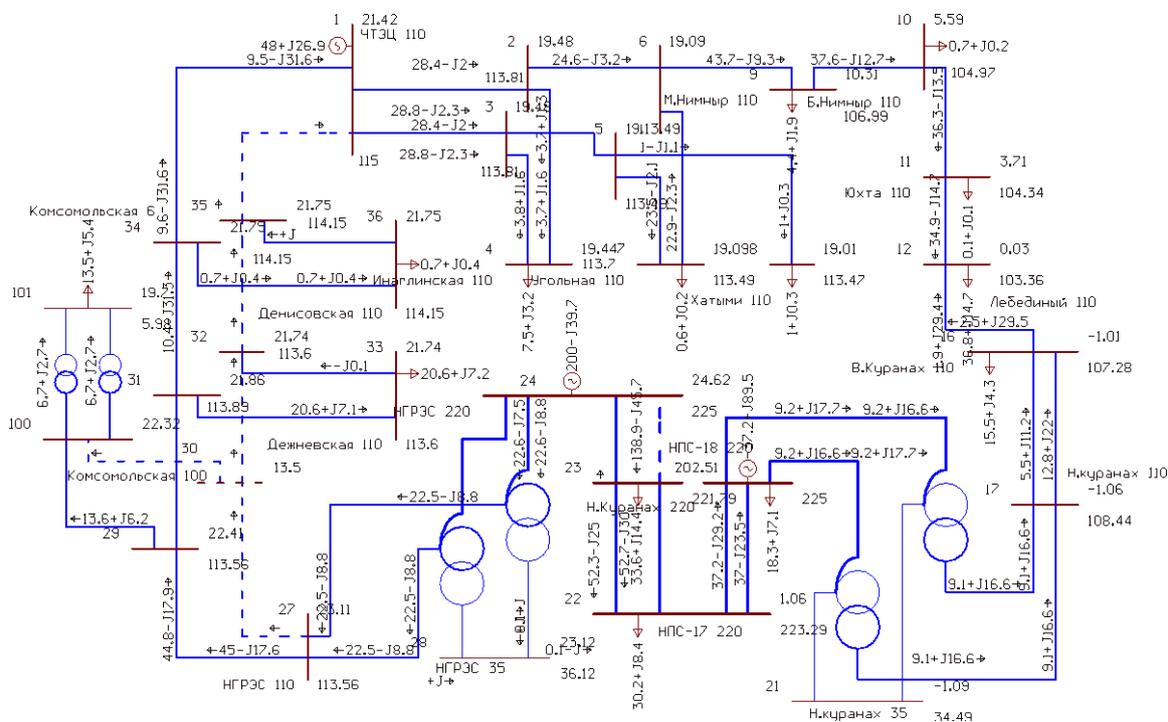


Рисунок 12 – Послеаварийный режим

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был проведён структурный и режимный анализ существующей электрической сети.

Рассчитаны вероятностные характеристики электрических нагрузок, определяющиеся с целью проектирования надёжной и экономически выгодной электрической сети.

Предложены несколько вариантов развития электрической сети данного района проектирования с применением инновационного оборудования и использования элементов активно-адаптивной сети, позволяющие повысить надёжность электроснабжения потребителей электроэнергии, уменьшить потери электроэнергии в сети.

Выполнены расчёты нормальных режимов и токов короткого замыкания.

Осуществлён выбор оптимального варианта подключения ПС Комсомольская в действующей сети.

## 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 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 28.05.2016).
- 3 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.
- 4 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб.пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.
- 5 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153-34.20.118.-2003 Утверждено приказом Минэнерго России от 30.06.03 №281
- 6 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2013.
- 7 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.
- 8 Нерюнгринская ГРЭС [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rosteplo.ru/> (дата обращения: 20.05.2016).
- 9 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [http:// www.rastrwin.ru](http://www.rastrwin.ru). (дата обращения: 5.06.2016).
- 10 Заявка от 25.11.2016 № 708 (вх. филиала АО «ДРСК» «Южно-якутские электрические сети» от 02.12.2016 № 849ТПр 271/16).

11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. - М. : Энергоатомиздат, 2010. - 118 с.

12 Приказ Минэнерго России от 01.03.2017 №147 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2017-2022 годы»

13 Приказ от 23 июня 2015 г. № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии»

14 Официальный сайт РусГидро [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rushydro.ru/> (дата обращения: 15.11.2017).

15 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.

16 Справочник по проектированию электрических сетей под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

17 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf> (дата обращения 17.11.17).

18 Схема и программа развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2018-2021 годы

19 Официальный сайт ЗАО «Феникс» [Электронный ресурс]. URL: <https://oporylep.ru/view-rynok/proizvoditeli/fenix/> (дата обращения: 27.05.2021).

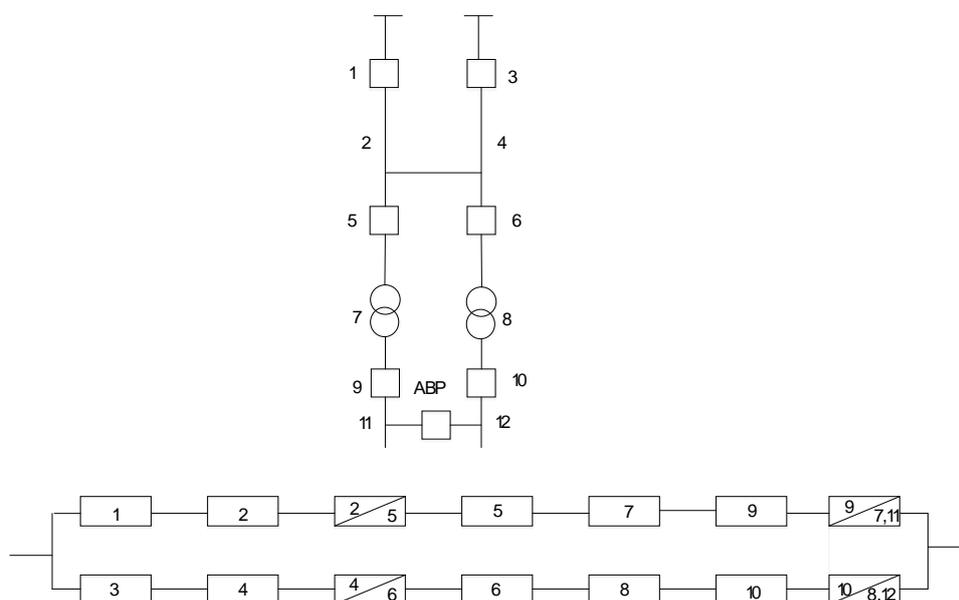
20 ЗАО «Феникс» ТП5772-045 Типовой проект «Промежуточные композитные опоры для одноцепных ВЛ 110кВ с применением изолирующих

траверс» [Электронный ресурс]. URL:  
<https://oporyler.ru/upload/iblock/d02/d02617b78c04c666284250987778ea60.pdf>  
(дата обращения 17.11.17).

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Расчет надежности

#### Расчет надежности варианта подключения № 1



№	Элемент	Параметр				
		$\lambda_0, 1/\text{км} \cdot \text{год}$ $\lambda, 1/\text{год}$	L, км	$t_e, \text{ч}$	$\lambda_{np}, 1/\text{год}$	$t_{np}, \text{ч}$
1	Выкл.	0,01	-	35	0,44	8
2	ВЛЭП	0,005(0,45)	14,5	14	2,8	17
3	Выкл.	0,01	-	35	0,44	3
4	ВЛЭП	0,005(0,45)	14,5	14	2,8	17
5	Выкл.	0,01	-	35	0,44	8
6	Выкл.	0,01	-	35	0,44	3
7	Тр-ор	0,035	-	60	0,75	28
8	Тр-ор	0,035	-	60	0,75	28
9	Выкл.	0,01	-	35	0,44	8
10	Выкл.	0,01	-	35	0,44	3
11	Шина	0,03	-	7	0,166	5
12	Шина	0,03	-	7	0,166	5

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

### Расчет надежности проектируемой подстанции

#### Вероятность отказов и безотказной работы элементов

$$q_{ВЛ} = \frac{0,45 \cdot 14}{8760} = 7,192 \cdot 10^{-4}$$

$$p_{ВЛ} = 1 - q_{ВЛ} = 1 - 0,0007192 = 0,99928$$

$$q_{ТР} = \frac{0,035 \cdot 60}{8760} = 2,39 \cdot 10^{-4}$$

$$p_{ТР} = 1 - q_{ТР} = 1 - 0,0002397 = 0,99976$$

$$q_{ВыклКЗ} = \frac{0,003 \cdot 35}{8760} = 1,1986 \cdot 10^{-5}$$

$$p_{ВыклКЗ} = 1 - q_{ВыклКЗ} = 1 - 0,000011986 = 0,99988$$

$$q_{Выкл} = \frac{0,001 \cdot 35}{8760} = 3,995 \cdot 10^{-6}$$

$$p_{Выкл} = 1 - q_{Выкл} = 1 - 0,000003995 = 0,999996$$

$$q_{Шины} = \frac{0,03 \cdot 7}{8760} = 2,397 \cdot 10^{-5}$$

$$p_{Шины} = 1 - q_{Шины} = 1 - 0,00002397 = 0,999976$$

#### Дополнительные параметры для выключателей

$$q_B = q_{ВыклКЗ} + \lambda_{кз} \cdot (1 + 1 \cdot 0,8) \cdot (q_{ВыклКЗ} \cdot q_{ВЛ}) + \lambda_{выкл} \cdot N_{оп} \cdot \frac{T_{оп}}{8760}$$

$$q_B = 0,000011986 + 0,03 \cdot (1 + 1 \cdot 0,8) \cdot (0,000011986 \cdot 0,0007192) + 0,01 \cdot \frac{1}{8760} = 1,3128 \cdot 10^{-5}$$

$$q_B = q_{ВыклКЗ} + \lambda_{кз} \cdot (1 + 1 \cdot 0,8) \cdot (q_{ВыклКЗ} \cdot q_{ТР}) + \lambda_{выкл} \cdot N_{оп} \cdot \frac{T_{оп}}{8760}$$

$$q_B = 0,000011986 + 0,03 \cdot (1 + 1 \cdot 0,8) \cdot (0,000011986 \cdot 0,0002397) + 0,01 \cdot \frac{1}{8760} = 1,3128 \cdot 10^{-5}$$

#### Определим вероятность отказа и безотказной работы схемы, состоящей из последовательно и параллельно соединенных элементов

$$q_{1,1} = (q_{Выкл} + q_{ВЛ} + q_{Выкл} + q_{ТР-ор} + q_{Выкл} + q_{шины}) = 0,000303623$$

$$q_{1,2} = (q_{Выкл} + q_{ВЛ} + q_{Выкл} + q_{ТР-ор} + q_{Выкл} + q_{шины}) = 0,000303623$$

$$q_2 = q_{1,1} \cdot q_{1,2} = 0,000303623 \cdot 0,000303623 = 0,921869 \cdot 10^{-7}$$

$$\omega_{1,1} = (\omega_{Выкл} + \omega_{ВЛ} + \omega_{Выкл} + \omega_{ТР-ор} + \omega_{Выкл} + \omega_{шины}) = 0,049$$

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

### Расчет надежности проектируемой подстанции

$$\omega_{1,2} = (\omega_{\text{Выкл}} + \omega_{\text{ВЛ}} + \omega_{\text{Выкл}} + \omega_{\text{Тр-ор}} + \omega_{\text{Выкл}} + \omega_{\text{шины}}) = 0,049$$

$$\omega_2 = \omega_{1,1} \cdot \omega_{1,2} = 0,049 \cdot 0,049 = 0,0024$$

**Определим среднее время восстановления каждой цепи:**

$$t = \frac{q_{1,1}}{\omega_{1,1}} \cdot 8760 = \frac{0,000303623}{0,049} \cdot 8760 = 54,28 \text{ ч.}$$

**Определяем параметр потока отказов системы из двух параллельных цепочек**

$$\omega_c = \omega_{1,1} \cdot q_{1,1} + \omega_{1,1} \cdot q_{1,1} + \frac{2 \cdot t}{8760} = 0,0124$$

**Определим среднюю вероятность состояния отказа или коэффициент простоя системы**

$$K_{np} = 1 - e^{-\frac{t_{\text{вр.восст.}}}{t_e}} = 1 - 0,331 = 0,6689$$

$$K_{np2} = 1 - e^{-\frac{t_{\text{вр.восст.}}}{t_e}} = 1 - 0,331 = 0,6689$$

$$K_{ПС} = \omega \cdot \frac{t}{8760} = 7,68347 \cdot 10^{-5}$$

**Среднее время безотказной работы**

$$T_C = \frac{1}{\omega_2} = \frac{1}{0,024} = 41,67 \text{ лет}$$

**Удельный годовой ущерб:**

$$Y_0 := 7 \quad \text{тыс/кВт*год}$$

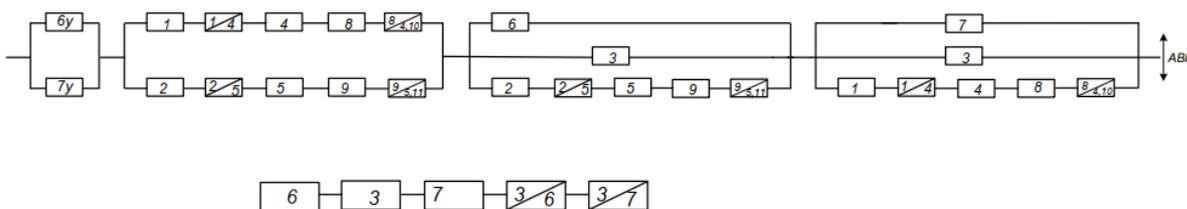
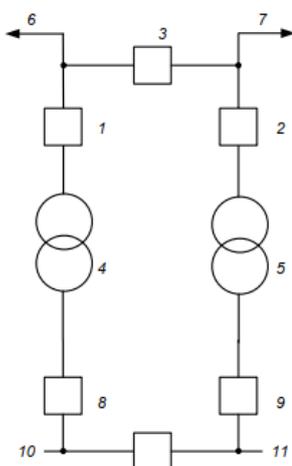
$$\epsilon_n := 1 \quad P_{\text{НБ}} := 18000 \text{ кВт}$$

**Среднегодовой ущерб от недоотпуска электроэнергии:**

$$Y := \frac{(\omega_{\text{С}} \cdot t_{\text{вс}} \cdot P_{\text{НБ}} \cdot \epsilon_n \cdot Y_0 \cdot 64)}{1000} = 1,557 \times 10^3 \quad \text{тыс.руб}$$

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

### Расчет надежности варианта подключения № 2



№	Элемент	Параметр				
		$\lambda_0, 1/\text{км} \cdot \text{год}$ $\lambda, 1/\text{год}$	L, км	$t_e, \text{ч}$	$\lambda_{np}, 1/\text{год}$	$t_{np}, \text{ч}$
1	Выкл.	0,01	-	35	0,44	8
2	Выкл.	0,01	-	14	2,8	17
3	Выкл.	0,01	-	35	0,44	3
4	Тр-ор	0,035	-	14	2,8	17
5	Тр-ор	0,035	-	35	0,44	8
6	Выкл.	0,01	-	35	0,44	3
7	ВЛЭП	0,005(0,45)	15	60	0,75	28
8	ВЛЭП	0,005(0,45)	15	60	0,75	28
9	Выкл.	0,01	-	35	0,44	8
10	Шина	0,01	-	35	0,44	3
11	Шина	0,03	-	7	0,166	5

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

### Расчет надежности проектируемой подстанции

#### Вероятность отказов и безотказной работы элементов

$$q_{ВЛ} = \frac{0,45 \cdot 14}{8760} = 7,192 \cdot 10^{-4}$$

$$p_{ВЛ} = 1 - q_{ВЛ} = 1 - 0,0007192 = 0,99928$$

$$q_{ТР} = \frac{0,035 \cdot 60}{8760} = 2,39 \cdot 10^{-4}$$

$$p_{ТР} = 1 - q_{ТР} = 1 - 0,0002397 = 0,99976$$

$$q_{ВыклКЗ} = \frac{0,003 \cdot 35}{8760} = 1,1986 \cdot 10^{-5}$$

$$p_{ВыклКЗ} = 1 - q_{ВыклКЗ} = 1 - 0,000011986 = 0,99988$$

$$q_{Выкл} = \frac{0,001 \cdot 35}{8760} = 3,995 \cdot 10^{-6}$$

$$p_{Выкл} = 1 - q_{Выкл} = 1 - 0,000003995 = 0,999996$$

$$q_{Шины} = \frac{0,03 \cdot 7}{8760} = 2,397 \cdot 10^{-5}$$

$$p_{Шины} = 1 - q_{Шины} = 1 - 0,00002397 = 0,999976$$

#### Дополнительные параметры для выключателей

$$q_B = q_{ВыклКЗ} + \lambda_{кз} \cdot (1 + 1 \cdot 0,8) \cdot (q_{ВыклКЗ} \cdot q_{ВЛ}) + \lambda_{выкл} \cdot N_{оп} \cdot \frac{T_{оп}}{8760}$$

$$q_B = 0,000011986 + 0,03 \cdot (1 + 1 \cdot 0,8) \cdot (0,000011986 \cdot 0,0007192) + 0,01 \cdot \frac{1}{8760} = 1,3128 \cdot 10^{-5}$$

$$q_B = q_{ВыклКЗ} + \lambda_{кз} \cdot (1 + 1 \cdot 0,8) \cdot (q_{ВыклКЗ} \cdot q_{ТР}) + \lambda_{выкл} \cdot N_{оп} \cdot \frac{T_{оп}}{8760}$$

$$q_B = 0,000011986 + 0,03 \cdot (1 + 1 \cdot 0,8) \cdot (0,000011986 \cdot 0,0002397) + 0,01 \cdot \frac{1}{8760} = 1,3128 \cdot 10^{-5}$$

#### Определим вероятность отказа и безотказной работы схемы, состоящей из последовательно и параллельно соединенных элементов

$$q_{1,1} = (q_{Выкл} + q_{ВЛ} + q_{Выкл} + q_{ТР-ор} + q_{Выкл} + q_{шины}) = 0,000303623$$

$$q_{1,2} = (q_{Выкл} + q_{ВЛ} + q_{Выкл} + q_{ТР-ор} + q_{Выкл} + q_{шины}) = 0,000303623$$

$$q_2 = q_{1,1} \cdot q_{1,2} = 0,000303623 \cdot 0,000303623 = 0,921869 \cdot 10^{-7}$$

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

### Расчет надежности проектируемой подстанции

$$\omega_{1,1} = (\omega_{\text{Выкл}} + \omega_{\text{ВЛ}} + \omega_{\text{Выкл}} + \omega_{\text{Гр-ор}} + \omega_{\text{Выкл}} + \omega_{\text{шины}}) = 0,049$$

$$\omega_{1,2} = (\omega_{\text{Выкл}} + \omega_{\text{ВЛ}} + \omega_{\text{Выкл}} + \omega_{\text{Гр-ор}} + \omega_{\text{Выкл}} + \omega_{\text{шины}}) = 0,049$$

$$\omega_2 = \omega_{1,1} \cdot \omega_{1,2} = 0,049 \cdot 0,049 = 0,0024$$

**Определим среднее время восстановления каждой цепи:**

$$t = \frac{q_{1,1}}{\omega_{1,1}} \cdot 8760 = \frac{0,000303623}{0,049} \cdot 8760 = 54,28 \text{ ч.}$$

**Определяем параметр потока отказов системы из двух параллельных цепочек**

$$\omega_c = \omega_{1,1} \cdot q_{1,1} + \omega_{1,1} \cdot q_{1,1} + \frac{2 \cdot t}{8760} = 0,0124$$

**Определим среднюю вероятность состояния отказа или коэффициент простоя системы**

$$K_{np} = 1 - e^{-\frac{t_{\text{вр.восст.}}}{t_g}} = 1 - 0,351 = 0,7649$$

$$K_{np2} = 1 - e^{-\frac{t_{\text{вр.восст.}}}{t_g}} = 1 - 0,351 = 0,7649$$

$$K_{ПС} = \omega \cdot \frac{t}{8760} = 8,28347 \cdot 10^{-5}$$

**Среднее время безотказной работы**

$$T_C = \frac{1}{\omega_2} = \frac{1}{0,0024} = 46,12 \text{ лет}$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Расчет токов КЗ в ПВК RastrWin 3

«Состав/Несим»

Для ЧТЭЦ 110кВ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1 ▲	dI 1	I 2	dI 2	I 0	dI 0
1		1		1ф	1	11,0177	-89,83	11,0177	-89,83	11,0177	-89,83

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1 ▲	dI 1
1		1		3ф	1	26,3556	-89,85

«Состав/Несим»

Для ПС Дежневская 110

S	№	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2
1		1ф	33	0,4198	-75,44	0,4198	-75,44

S	№	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2
	1	3ф	33	1,8441	-68,20		

«Состав/Несим»

Для ПС Комсомольская ВН:

	S	№	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2
1		1	3ф	100	1,3215	-67,68		

	S	№	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0	dI 0
1		1	1ф	100	0,3170	-74,57	0,3170	-74,57	0,3170	-74,57

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

### Расчет токов КЗ в ПВК RastrWin 3

«Состав/Несим»

Для ПС Комсомольская НН:

	S	№	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0	dI 0
1		1	1ф	101	0,7001	-84,83	0,7001	-84,83	0,7001	-84,83

	S	№	Тип	П 1	I 1	dI 1
1		1	3ф	101	2,1773	-84,59

ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

Вариант 1

$$k_{\text{инф}} := 5.05$$

Капиталовложения в строительство линии:

Удельные капиталовложения для ВЛ 10,2 км:

$$k_{\text{ТЧ}} := 1100 \text{ тыс.руб/км} \quad l := 10.2 \text{ км}$$

Затраты на вырубку просеки:

$$k_{\text{прокладки}} := 18 \text{ тыс.руб/км}$$

$$K_{\text{ВЛ}} := k_{\text{ТЧ}} \cdot k_{\text{инф}} \cdot l + k_{\text{прокладки}} \cdot k_{\text{инф}} \cdot l = 57588.18 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

Капиталовложения в трансформаторы:

Капиталовложения в трансформаторы 110/6 мощностью 10 МВА:

$$k_{\text{тр10}} := 4000 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр.}} := 2 \cdot k_{\text{тр10}} \cdot k_{\text{инф}} = 40400 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в ОРУ:

Стоймость ячейки элегазового выключателя 110 кВ:

$$k_{\text{ору.110}} := 11000 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ору.}} := 2 \cdot k_{\text{ору.110}} \cdot k_{\text{инф}} = 111100 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты:

Капиталовложения в постоянные затраты для ПС

Комсомольская:

$$K_{\text{пост.}} := 7000 \cdot k_{\text{инф}} = 35350 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ПС:

$$K_{\text{ПС}} := K_{\text{тр.}} + K_{\text{пост.}} + K_{\text{ору.}} = 186850 \text{ тыс.руб}$$

**Общие капиталовложения:**

$$K_{\text{об}} := K_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} = 244438.18 \text{ тыс.руб}$$

Издержки:

Издержки на ремонт и эксплуатацию:

$$\alpha_{\text{рэовл}} := 0.008 \quad \alpha_{\text{рэопс}} := 0.059$$

$$U_{\text{ЭР}} := \alpha_{\text{рэовл}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{рэопс}} \cdot K_{\text{ПС}} = 11484.855 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы  $T=20$  лет

$$U_{\text{ам.пс}} := \frac{K_{\text{ПС}}}{20} = 9342.5 \text{ тыс.руб.}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

$$U_{\text{ам.вл}} := \frac{K_{\text{ВЛ}}}{20} = 2879.409 \text{ тыс.руб.}$$

$$U_{\text{АМ}} := U_{\text{ам.пс}} + U_{\text{ам.вл}} = 12221.909 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на потери:

Данные по потерям берутся из расчёта режима в ПВК RastWin, с использованием эффективной мощности.

$$\Delta P_{\text{сети}} := 29.56 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{\text{сети}} := \Delta P_{\text{сети}} \cdot 8760 = 258945.6 \text{ МВт*ч}$$

Стоймость потерь электроэнергии:

$$C_{\Delta W} := 2.8 \text{ тыс.руб./МВтч}$$

$$U_{\Delta W} := \Delta W_{\text{сети}} \cdot C_{\Delta W} = 725047.68 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$U := U_{\text{АМ}} + U_{\text{ЭР}} + U_{\Delta W} = 748754.444 \text{ тыс.руб.}$$

Расчет среднегодовых расходов:

$$K_{\text{Год}} := \frac{K_{\text{об}}}{20} = 1.22219 \times 10^4 \text{ руб тыс.руб}$$

$$I_{\text{Год}} := \frac{U}{20} = 3.74377 \times 10^4 \text{ кВт*ч}$$

$$\Theta_{\text{получ}} := 7.5 \cdot 8760 = 6.57 \times 10^4$$

$$D := \Theta_{\text{получ}} \cdot 4.55 = 2.98935 \times 10^5 \text{ руб.}$$

$$Z_1 := (-K_{\text{Год}} - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.11)^{1-1} = -4.97 \times 10^4 \text{ руб.}$$

$$Z_2 := (-K_{\text{Год}} - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.11)^{1-2} = -4.515 \times 10^4 \text{ руб.}$$

$$Z_3 := (-K_{\text{Год}} - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.11)^{1-3} = -4.104 \times 10^4 \text{ руб.}$$

$$Z_4 := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.11)^{1-4} = 1.965 \times 10^5 \text{ руб.}$$

$$Z_5 := ((D - I_{\text{Год}})) \cdot (1 + 0.11)^{1-5} = 1.786 \times 10^5 \text{ руб.}$$

$$Z_6 := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.11)^{1-6} = 1.624 \times 10^5 \text{ руб.}$$

$$Z_7 := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.11)^{1-7} = 1.476 \times 10^5 \text{ руб.}$$

$$Z_8 := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.11)^{1-8} = 1.342 \times 10^5 \text{ руб.}$$

$$Z_9 := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.11)^{1-9} = 1.22 \times 10^5 \text{ руб.}$$

$$Z_{10} := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.11)^{1-10} = 1.109 \times 10^5 \text{ руб.}$$

$$Z_{11} := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.11)^{1-11} = 1.008 \times 10^5 \text{ руб.}$$

$$Z_{12} := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.11)^{1-12} = 9.165 \times 10^4 \text{ руб.}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Экономический расчет в ПК MathCad 15

$$Z_{13} := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-13} = 8.332 \times 10^4 \text{ руб.}$$

$$Z_{14} := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-14} = 7.575 \times 10^4 \text{ руб.}$$

$$Z_{15} := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-15} = 6.886 \times 10^4 \text{ руб.}$$

$$Z_{16} := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-16} = 6.26 \times 10^4 \text{ руб.}$$

$$Z_{17} := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-17} = 5.691 \times 10^4 \text{ руб.}$$

$$Z_{18} := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-18} = 5.174 \times 10^4 \text{ руб.}$$

$$Z_{19} := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-19} = 4.703 \times 10^4 \text{ руб.}$$

$$Z_{20} := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-20} = 4.276 \times 10^4 \text{ руб.}$$

$$\text{ЧДД} := \sum Z = 1.59772 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД} = 1.59772 \times 10^6 \text{ руб}$$

Вариант 2

$$k_{\text{инф}} := 5.05$$

Капиталовложения в строительство линии:

Удельные капиталовложения для ВЛ 10 км:

$$k_{\text{вл}} := 1100 \text{ тыс.руб/км} \quad l := 5.2 \text{ км}$$

Затраты на вырубку просеки:

$$k_{\text{прокладки}} := 18 \text{ тыс.руб/км}$$

$$K_{\text{ВЛ}} := k_{\text{вл}} \cdot l + k_{\text{прокладки}} \cdot l = 56459 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

Капиталовложения в трансформаторы:

Капиталовложения в трансформаторы 110/6 мощностью 10 МВА:

$$k_{\text{тр10}} := 4000 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{тр}} := 2 \cdot k_{\text{тр10}} \cdot k_{\text{инф}} = 40400 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в ОРУ:

Стоимость ячейки элегазового выключателя 110 кВ:

$$k_{\text{ору.110}} := 11000 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ору}} := 3 \cdot k_{\text{ору.110}} \cdot k_{\text{инф}} = 166650 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты:

Капиталовложения в постоянные затраты для ПС

Комсомольская:

$$K_{\text{пост}} := 7000 \cdot k_{\text{инф}} = 35350 \text{ тыс.руб}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

Суммарные капиталовложения в ПС:

$$K_{\text{ПС}} := K_{\text{тр.}} + K_{\text{пост.}} + K_{\text{ору.}} = 242400 \text{ тыс.руб}$$

Общие капиталовложения:

$$K_{\text{Об}} := K_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} = 298859 \text{ тыс.руб}$$

Издержки:

Издержки на ремонт и эксплуатацию:

$$\alpha_{\text{рэовл}} := 0.008 \quad \alpha_{\text{рээопс}} := 0.059$$

$$U_{\text{ЭР}} := \alpha_{\text{рэовл}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{рээопс}} \cdot K_{\text{ПС}} = 14753.272 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы  $T=20$  лет

$$U_{\text{ам.пс}} := \frac{K_{\text{ПС}}}{20} = 12120 \text{ тыс.руб.}$$

$$U_{\text{ам.вл}} := \frac{K_{\text{ВЛ}}}{20} = 2822.95 \text{ тыс.руб.}$$

$$U_{\text{АМ}} := U_{\text{ам.пс}} + U_{\text{ам.вл}} = 14942.95 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на потери:

Данные по потерям берутся из расчёта режима в ПВК RastWin, с использованием эффективной мощности.

$$\Delta P_{\text{сети}} := 28.81 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{\text{сети}} := \Delta P_{\text{сети}} \cdot 8760 = 252375.6 \text{ МВт*ч}$$

Стоймость потерь электроэнергии:

$$C_{\Delta W} := 2.8 \text{ тыс.руб./МВтч}$$

$$U_{\Delta W} := \Delta W_{\text{сети}} \cdot C_{\Delta W} = 706651.68 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$U := U_{\text{АМ}} + U_{\text{ЭР}} + U_{\Delta W} = 736347.902 \text{ тыс.руб.}$$

Расчет среднегодовых расходов:

$$Z_2 := 0.1 \cdot K_{\text{Об}} + U = 7.662 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{годн}} := \frac{K_{\text{Об}}}{20} = 1.4943 \times 10^4 \text{ руб тыс.руб}$$

$$I_{\text{годн}} := \frac{U}{20} = 3.68174 \times 10^4 \text{ кВт*ч}$$

$$\mathcal{E}_{\text{получ}} := 7.5 \cdot 8760 = 6.57 \times 10^4$$

$$D := \mathcal{E}_{\text{получ}} \cdot 4.55 = 2.98935 \times 10^5 \text{ руб.}$$

$$Z_1 := (-K_{\text{годн}} - I_{\text{годн}}) \cdot (1 + 0.11)^{1-1} = -5.18 \times 10^4 \text{ руб.}$$

$$Z_2 := (-K_{\text{годн}} - I_{\text{годн}}) \cdot (1 + 0.11)^{1-2} = -4.705 \times 10^4 \text{ руб.}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А  
Экономический расчет в ПВК MathCad 15

$$z_3 := (-K_{\text{Год}} - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-3} = -4.278 \times 10^4 \text{ руб.}$$

$$z_4 := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-4} = 1.969 \times 10^5 \text{ руб.}$$

$$z_5 := ((D - I_{\text{Год}})) \cdot (1 + 0.1)^{1-5} = 1.79 \times 10^5 \text{ руб.}$$

$$z_6 := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-6} = 1.628 \times 10^5 \text{ руб.}$$

$$z_7 := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-7} = 1.48 \times 10^5 \text{ руб.}$$

$$z_8 := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-8} = 1.345 \times 10^5 \text{ руб.}$$

$$z_9 := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-9} = 1.223 \times 10^5 \text{ руб.}$$

$$z_{10} := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-10} = 1.112 \times 10^5 \text{ руб.}$$

$$z_{11} := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-11} = 1.011 \times 10^5 \text{ руб.}$$

$$z_{12} := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-12} = 9.187 \times 10^4 \text{ руб.}$$

$$z_{13} := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-13} = 8.352 \times 10^4 \text{ руб.}$$

$$z_{14} := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-14} = 7.593 \times 10^4 \text{ руб.}$$

$$z_{15} := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-15} = 6.902 \times 10^4 \text{ руб.}$$

$$z_{16} := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-16} = 6.275 \times 10^4 \text{ руб.}$$

$$z_{17} := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-17} = 5.704 \times 10^4 \text{ руб.}$$

$$z_{18} := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-18} = 5.186 \times 10^4 \text{ руб.}$$

$$z_{19} := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-19} = 4.714 \times 10^4 \text{ руб.}$$

$$z_{20} := (D - I_{\text{Год}}) \cdot (1 + 0.1)^{1-20} = 4.286 \times 10^4 \text{ руб.}$$

$$\text{ЧДД} := \sum z = 1.59609 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД} = 1.59609 \times 10^6 \text{ руб}$$





