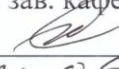


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 21 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения Нерюнгринского района Республики Саха (Якутия) в связи с модернизацией подстанции НПС – 19

Исполнитель
студент группы 542-узб  13.06.19 И.К. Джунусов
подпись, дата

Руководитель
доцент  19.06.19 П.П. Проценко
подпись, дата

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук  13.06.19 А.Б. Булгаков
подпись, дата

Нормоконтроль
профессор,
канд.техн.наук, доцент  21.06.19 Ю.В. Мясоедов
подпись, дата

Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Джунусова Искендера Калыбековича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения Нерюнгринского района Республики Саха (Якутия) в связи с модернизацией подстанции НПС-19

(утверждено приказом от 04.04.19 № 119-40

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 04.06.19


3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: результаты преддипломной практики, генеральный план объекта, нормативно-справочная литература, ПУЭ, ГОСТы

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика района проектирования. Разработка вариантов развития сети. Расчет режимов сети. Техничко-экономическое сравнение вариантов. Выбор оборудования. Разработка молниезащиты и заземления. Релейная защита и автоматика. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Однолинейная схема ПС. Молниезащита и заземление ПС. Релейная защита силового трансформатора. Однолинейная схема сети. Расчет режимов сети

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – Булгаков А.Б.

7. Дата выдачи задания 05.04.2019г.

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

Задание принял к исполнению (дата): 05.04.19
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит: 121 с, 24 рисунка, 38 таблиц, 29 источников.

ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В работе проведена модернизация системы электроснабжения ПС НПС-19, связанная с увеличением мощности нагрузки и изменением схемы её подключении к сети 220 кВ Южно-Якутского энергорайона республики Саха (Якутия).

Цель работы – выбор основного оборудования НПС-19 для осуществления модернизации данной ПС, обеспечивающей новый уровень электрических нагрузок потребителя.

Основанием для модернизации ПС НПС-19 является рост нагрузок, расчеты режимов и изменение схемы подключения. Рассчитаны токи короткого замыкания, выбрано и проведено основное оборудование для проектируемой подстанций. Выбраны устройства релейной защиты и автоматики для проектируемой ПС и рассчитаны их уставки. Произведен расчет заземления и молниезащиты подстанции. Приведены правила пожарной безопасности на подстанции. Проведена оценка экономической эффективности предложенного варианта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика района строительства	9
1.1 Климатическая характеристика	9
1.2 Анализ электрической сети ЮЯЭР	9
1.3 Расчет и анализ режимов существующей сети	16
2 Развитие электрических сетей рассматриваемого энергорайона	28
2.1 Определение перспективных вероятностных характеристик	28
2.2. Выбор элементов схемы сети при её развитии	30
3 Расчет и анализ режимов после переключения НПС-19	35
3.1. Описание изменения схем сети	35
3.2 Расчет и анализ режимов после переключения ПС НПС-19	35
4 Расчет токов короткого замыкания	50
5 Технико-экономическое обоснование реконструкции ПС НПС-19	61
5.1 Капиталовложения в реконструкцию	61
5.2 Издержки на реконструкцию	61
5.3 Чистый доход за расчётный период	62
5.4 Чистый дисконтированный доход	63
5.5 Индекс дисконтированных инвестиций (ИДД)	64
5.6 Дисконтированный срок окупаемости	64
5.7 Коэффициент рентабельности инвестиций	66
6 Выбор и проверка оборудования 220 кВ	68
6.1 Выключатели 220 кВ	68
6.2 Разъединители 220 кВ	70
6.3 Трансформаторы тока 220 кВ	71
6.4 Трансформатор напряжения 220 кВ	73
6.5 Выбор и проверка токоведущих частей	74
6.6 Выбор и проверка изоляторов	78
6.7 Выбор и проверка устройств ВЧ обработки линии	79

7	Выбор и проверка оборудования 10 кВ	80
7.1	Выбор и проверка КРУ	80
7.2	Выключатели 10 кВ	81
7.3	Трансформаторы тока 10 кВ	82
7.4	Трансформаторы напряжения 10 кВ	85
7.5	Шины 10 кВ	86
7.6	Выбор ТСН	88
7.7	Предохранители 10 кВ для ТН	89
8	Разработка заземления и молниезащиты РУ ВН ПС	90
8.1	Расчет заземления	90
8.2	Молниезащита ОРУ ПС	93
8.3	Выбор ограничителей перенапряжений	95
9	Релейная защита и автоматика на ПС «НПС-19»	98
9.1	Расчет дифференциальной токовой защиты	98
9.2	Расчет максимальной токовой защиты	100
9.3	Расчет защиты от перегрузки	101
9.4	Газовая защита трансформатора	102
9.5	Телемеханика	102
10	Безопасность и экологичность	104
10.1	Безопасность	104
10.1.1	Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы	104
10.1.2	Безопасность при монтаже и ремонте воздушной линии электропередачи 220 кВ «Нерюнгринская ГРЭС- НПС-19-Томмот»	106
10.2	Безопасность при эксплуатации ОРУ 220 кВ «НПС-19»	107
10.2.1	Порядок приемки ПС «НПС-19» в эксплуатацию	109
10.2.2	Порядок приемки нового оборудования ПС «НПС-19» в эксплуатацию	110
10.3	Экологичность	

10.3.1 Отвод земли под воздушную линию электропередачи 220 кВ «Нерюнгринская ГРЭС- НПС-19-Томмот»	110
10.3.2 Защита от загрязнений трансформаторным маслом	110
10.4 Чрезвычайные ситуации	111
Заключение	118
Библиографический список	119
Приложение А Результат расчёта режимов существующей сети	122
Приложение Б Расчёт токов КЗ	132

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ГПУ – газопоршневая установка;

ДЭС – дизельная электростанция;

ИРМ – источник реактивной мощности;

КЗ – короткое замыкание

КУ – компенсирующее устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК- программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

ПТЭ – правила технической эксплуатации;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

УШР – управляемый шунтирующий реактор;

ЭЭС – электроэнергетическая система;

ЮЯЭР – южно-якутский энергорайон.

ВВЕДЕНИЕ

Выполнение ВКР является итоговым этапом оценки знаний специалистов, обучающихся на бакалавриате. В данной ВКР реализуется проектирование ПС 220 кВ НПС-19 с учётом роста её нагрузки и изменения схем её подключения.

Вариант строительства должен соответствовать таким требованиям как: низкие потери электроэнергии в сети, обеспечение необходимого качества и надёжности, выдача требуемой мощности на НПС-19.

Строительство осуществляется по известному взаимному географическому расположению источников питания и пунктов приема электроэнергии, климатических и географических особенностей района проектирования, категоричности и типу потребителя.

В ВКР описан вариант перевода ПС НПС-19 на новые ВЛ 220 кВ.

Производится расчёт режимов электрической сети предложенных вариантов строительства, также осуществляется техническое обоснование каждого из вариантов. Определяется оптимальный вариант подключения на основании расчётов экономической эффективности.

В ходе выполнения ВКР решены следующие задачи:

- анализ ЭЭС в районе проектирования;
- расчёт режимов существующей сети;
- прогнозирование электрических нагрузок;
- расчет режимов после переподключения НПС-19;
- расчет токов короткого замыкания переподключения НПС-19;
- проверка и выбор электрических аппаратов;
- разработка систем молниезащиты;
- выбор релейной защиты и автоматики трансформаторов;
- характеристика безопасности и экологичности варианта реконструкции.

В ходе решения дипломного проекта были использованы ПВК «RastrWin-3», «MathCad-14», а также пакет офисных программ «Microsoft Office- 2010.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА

1.1 Климатическая характеристика

Знание климатогеографических условий района, в котором расположена трасса проектируемой линии, очень важно, так как от этого во многом зависит выбор оборудования, а также его надежность и долговечность.

Район проектирования находится в южной части Алданского нагорья в междуречье рек Алдан и Тимптон. Рельеф местности относительно низкогорный, в юго-западной части среднегорный. Характерной особенностью рельефа является близкое залегание коренных скальных грунтов и обширное распространение с поверхности крупнообломочных грунтов.

Климатические условия района представлены в таблице 1:

Таблица 1– Климатические условия района подстанции

Район по ветру	II
Район по гололеду	III
Среднегодовая температура воздуха, °С	9,5
Число грозových часов в году	30
Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов, м	2,5
Сейсмичность района строительства, баллов	9
Степень загрязнения атмосферы	II

1.2 Анализ электрической сети ЮЯЭР

Южно-Якутский энергорайон (установленная мощность на 01.01.2018 составляет 618 МВт) 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 п. Хани осуществляется от сетей ОЭС Сибири по ВЛ 220 кВ Хани – Юктали с отпайкой на ПС Олёкма и ВЛ 35 кВ Хани – Хани № 2 [СИПР Якутии]

Карта-Схема ПС 110-220 кВ Южной Якутии показана на рисунке 1.

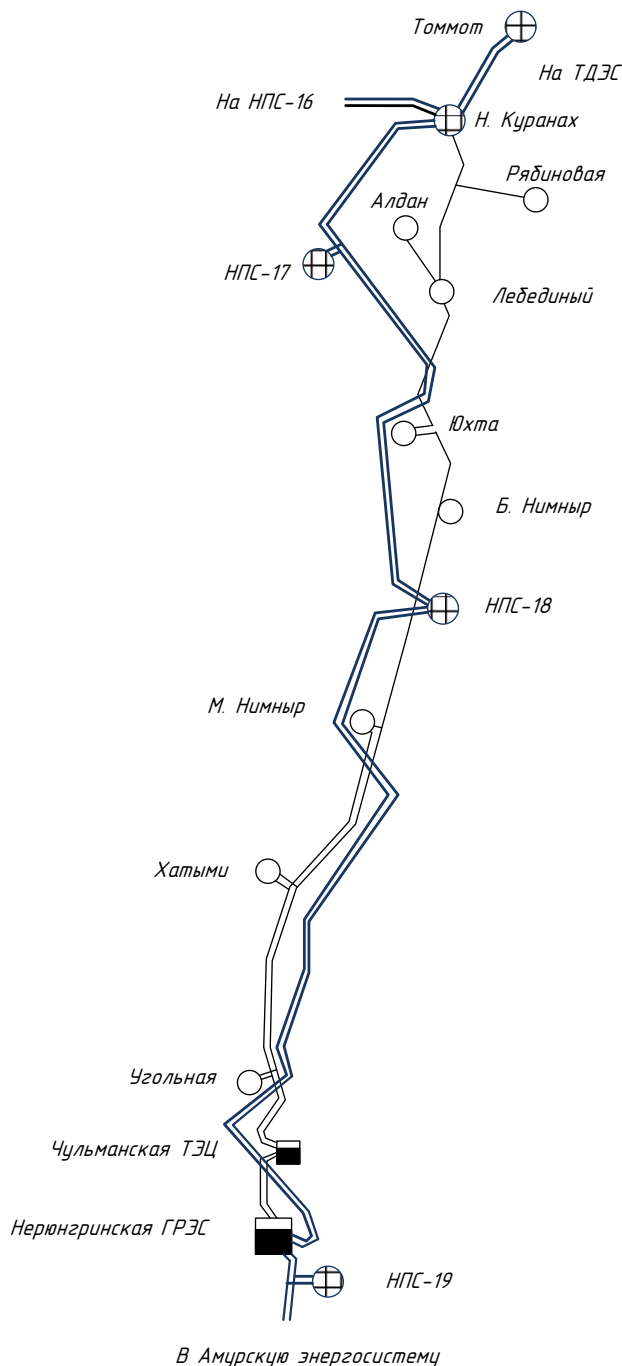


Рисунок 1 – Карта-Схема ПС 110-220 кВ Южной Якутии

Нерюнгринская ГРЭС расположена в пгт. Серебряный бор, Нерюнгринского района Республики Саха (Якутия). Строительство станции

было начато в 1980 году, в декабре 1983 года был введен в эксплуатацию первый энергоблок.

Установленная электрическая мощность – 570 МВт. Основное топливо – каменный уголь Нерюнгринского месторождения.

Основное энергетическое оборудование НГРЭС включает в себя:

- три котлоагрегата ТПЕ-214 СЗХЛ производства Таганрогского котельного завода производительностью 670 тонн в час;

- турбины 1хЛ-210-130-3, 2хТ-180/210-130-3 производства Ленинградского завода номинальной электрической мощностью 210 МВт. Номинальная тепловая нагрузка на теплофикационных турбинах 2х260 Гкал/час, давление пара на турбину 130 кгс/см² (килограмм сила на метр в квадрате), температура пара у турбины 540 °С;

- генераторы 3хТГВ-200-2МУЗ производства Харьковского завода «Электротяжмаш» с тиристорным возбуждением, водородно-водяным охлаждением и напряжением на выводах 15,75 кВ [5].

Нерюнгринская ГРЭС имеет резервы роста мощности при дальнейшем развитии региона и увеличении потребности в энергообеспечении за счет дополнительного строительства энергоблоков. Имеющаяся база позволяет в кратчайшие сроки построить и ввести в эксплуатацию от двух до четырех энергоблоков аналогичной мощности [5].

Схема выдачи электрической мощности включает в себя семь ЛЭП-110 кВ и три ЛЭП-220 кВ.

ОРУ 220 кВ выполнено по схеме – 13Н-Две рабочие и обходная системы шин (рисунок 1), ОРУ 110 кВ выполнено по схеме – 13Н-Две рабочие и обходная системы шин (рисунок 2). Связь между двумя ОРУ осуществляется с помощью двух АТ связи марки АТДЦТН-125000/220/110.

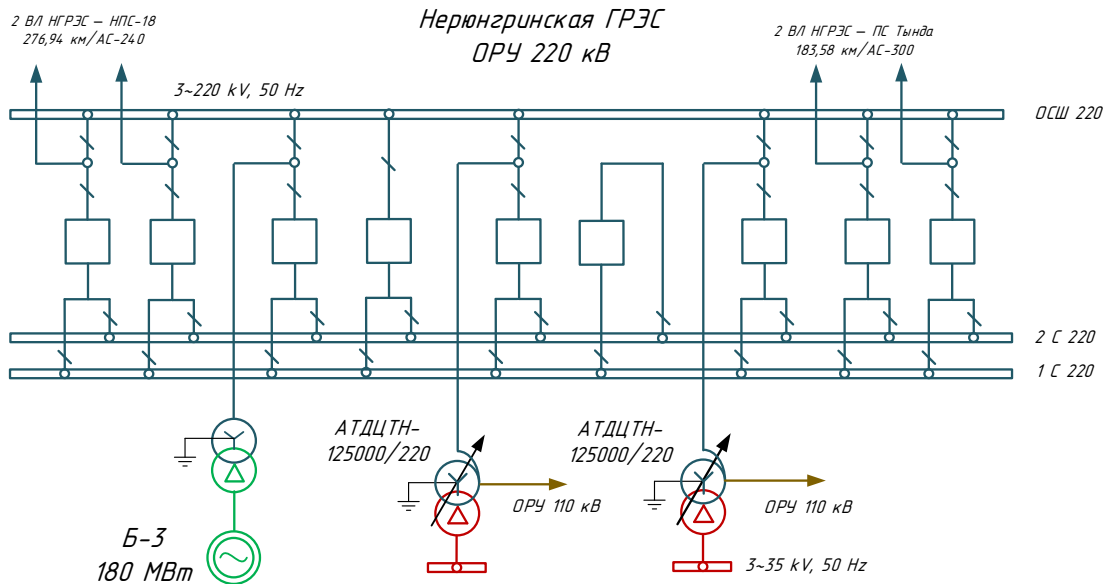


Рисунок 2 – Схема ОРУ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС

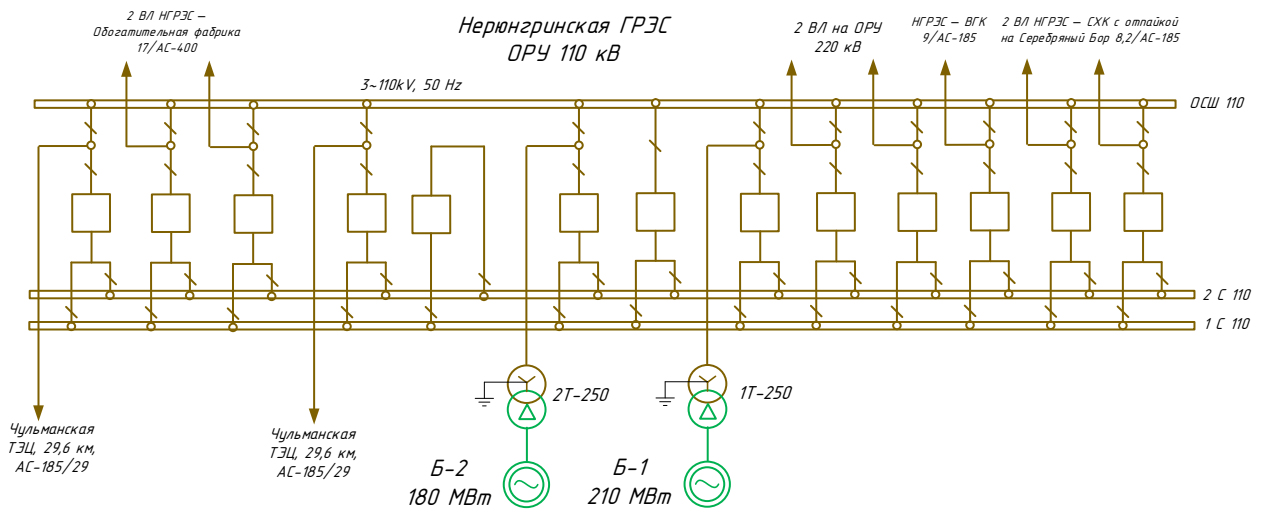


Рисунок 3 – Схема ОРУ 110 кВ Нерюнгринской ГРЭС

Характеристики трансформаторов Нерюнгринской ГРЭС показаны в таблице 2 [1].

Таблица 2 – Характеристики автотрансформаторов Нерюнгринской ГРЭС

Характеристика	АТДЦТН- 125000/220/110	ТДЦ-250000/200	ТДЦ-250000/110
$U_k, \%$	В-С=11; В-Н=45; С-Н=28	В-Н=13	В-Н=10,5
$\Delta P_k, \text{кВт}$	305	600	640
$I_x, \%$	0,5	0,45	0,5
$\Delta P_x, \text{кВт}$	65	250	200
$\Delta Q_x, \text{кВар}$	625	1125	1250

Чульманская ТЭЦ

Установленная электрическая мощность **Чульманской ТЭЦ** 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.

Схема выдачи электрической мощности включает в себя четыре линии напряжением 110 кВ и две линии напряжением 220 кВ.

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме – 9-Одна рабочая секционированная выключателем система шин (рисунок 3). РУ 35 кВ выполнено по схеме – 9-Одна рабочая секционированная выключателем система шин. На ОРУ 110 кВ установлены масляные выключатели.

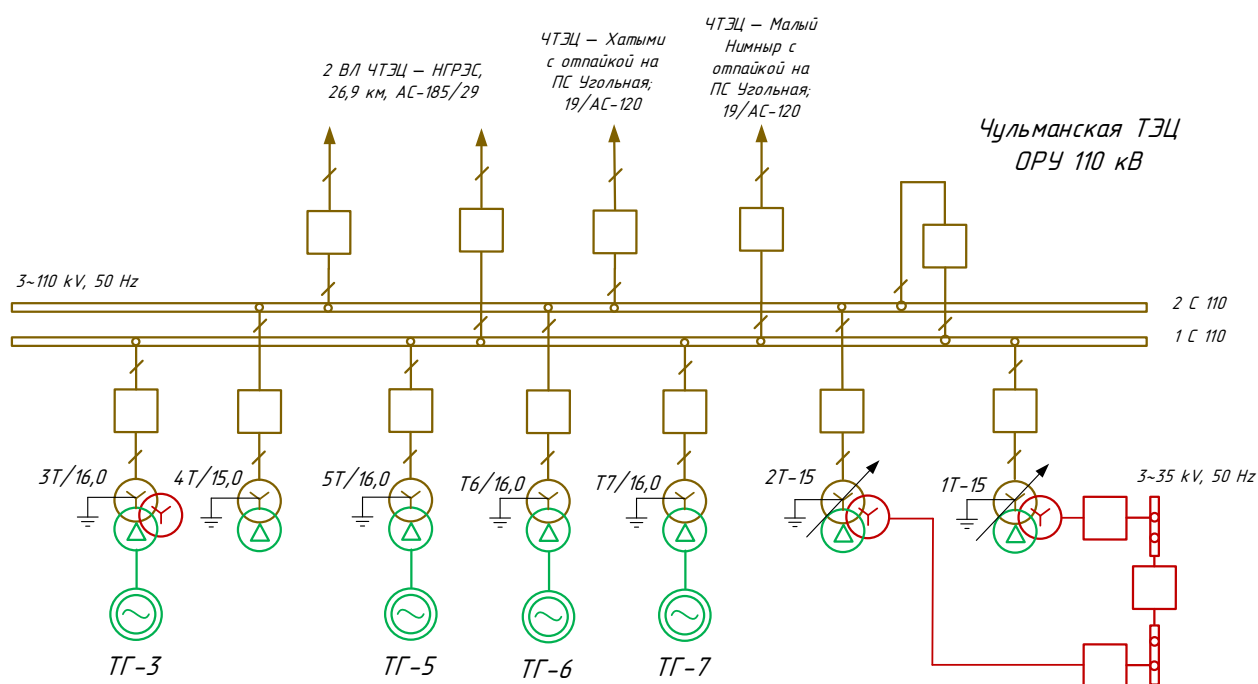


Рисунок 4 – Схема ОРУ 110 кВ Чульманской ТЭЦ

Характеристики трансформаторов Чульманской ТЭЦ показаны в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристики трансформаторов Чульманской ТЭЦ

Характеристика	ТДТН-160000/110	ТДЦ-16000/110
$U_k, \%$	B-C=10,5; B-H=17; C-H=6	B-H=10,5
$\Delta P_k, \text{кВт}$	100	85
$I_x, \%$	1	0,7
$\Delta P_x, \text{кВт}$	23	19
$\Delta Q_x, \text{кВар}$	160	112

Характеристика сетей в районе проектирования

ВЛ 220 кВ:

- ✓ НГРЭС-Тында с отпайками на ПС НПС-19 (двухцепная магистраль);
- ✓ НГРЭС-НПС-18 (двухцепная магистраль);
- ✓ НПС-18 – Нижний Куранах (двухцепная магистраль с отпайками на ПС НПС-17);
- ✓ Нижний Куранах – Томмот (двухцепная магистраль)
- ✓ Томмот – Майя (двухцепная магистраль)
- ✓ Нижний Куранах –НПС-15 с отпайкой на НПС -16 (двухцепная магистраль с отпайками на ПС НПС-16);

ВЛ 110 кВ:

- ✓ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ (двухцепная магистраль с отпайками на ПС Дежнёвская и ПС Денисовская);
- ✓ Чульманская ТЭЦ – Хатыми (магистраль с отпайками на ПС Инаглинская и ПС Угольная);
- ✓ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр (магистраль с отпайками на ПС Инаглинская и ПС Угольная);
- ✓ Хатыми- М.Нимныр (магистраль);
- ✓ М. Нимныр – Б. Нимныр (магистраль);
- ✓ Б. Нимныр – Юхта (магистраль);
- ✓ Юхта – Лебядиный (магистраль);

✓ В.Куранах – Лебядиный (магистраль с отпайками на ПС Рябиновая и ПС В. Куранах);

✓ В.Куранах – Н.Куранах (магистраль).

Распределение подстанций по типам распределительных устройств показано в таблице 4.

Таблица 4 – Распределение подстанций по типам распределительных устройств

№9 Одна рабочая секционированная выключателям система шин	№4Н Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	№3Н Блок (линия- трансформатор) с выключателем	Одна рабочая секционированная с обходной система шин	Мостик с выключателями в цепях линии/в цепях трансформаторов
«НПС-18»	«В.Куранах»	«Рябиновая»	«Н.Куранах»	«Дежневская»
«Н.Куранах»	«Лебядиный»	«Юхта»		«НПС-19»
	«Угольная»	«Б.Нимныр»		«Дипкун»
	«Инаглинская»	«М.Нимныр»		«Тутаул»
	«Денисовская»	«Хатыми»		
	«НПС-17»			

Способы присоединения ПС к сети показан в таблице 5.

Таблица 5 – Способы присоединения подстанций к сети

Узловая	Отпаечная	Проходная	Тупиковая
«Тында»	«НПС-19»	«Хатыми»	«В.Куранах»
«Нижний Куранах»	«Дежнёвская»	«М.Нимныр»	
«НПС-18»	«Денисовская»	«Б.Нимныр»	
«Томмот»	«Инаглинская»		
	«Угольная»	«Лебядиный»	
	«Рябиновая»		
	«НПС-17»		
	«Юхта»		

1.3 Расчет и анализ режимов существующей сети

Основными задачами данного раздела являются выбор и обоснование эквивалента ЭЭС района, выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости оптимизации режима.

Режимом электрической сети называют совокупность параметров (режима), характеризующих электрическое состояние этой сети в данный момент времени. Рассчитать режим электрической сети, это значит определить его параметры. К параметрам режима относят такие величины, как перетоки мощности, напряжения и токи в узлах, частота, величины ЭДС источников, нагрузки узлов.

Для расчёта режимов использовался ПВК «RastrWin3» [6]. В качестве исходных данных использовались:

- Однолинейная схема электрической сети Республики Якутия, зимний режим 2018 г;
- Схема потокораспределения Республики Якутия за 19.12.2018.

Перед проведением расчёта режимов необходимо

- 1) Начертить схему с указанием всех узлов и ветвей;
- 2) Пронумеровать все узлы сети, включая все промежуточные узлы;
- 3) Для каждого узла определить его номинальное напряжение нанести на схему.
- 4) Для каждого узла нагрузки определить активную и реактивную мощность потребления.
- 5) Для узлов с синхронными машинами определить активную мощность генерации, пределы регулирования реактивной мощности и задать модуль напряжения;
- 6) При наличии в узле шунтов на землю – батарей статических конденсаторов или шунтирующих реакторов определить их проводимость и нанести на схему;
- 7) Для ЛЭП определить продольное сопротивление и проводимость на

землю;

8) Для трансформаторов определить сопротивление, приведённое к стороне высокого напряжения, проводимость шунта на землю и коэффициент трансформации;

9) Автотрансформаторы и трёхобмоточные трансформаторы представить по схеме звезда с промежуточным узлом и тремя ветвями, две из которых имеют коэффициент трансформации;

10) При наличии в сети параллельных линий желательно присваивать каждой из них свой номер в группе.

11) Определить номер балансирующего узла и его модуль напряжения.

Балансирующий узел – узел, принимающий весь небаланс активной и реактивной мощности.

Рассматриваемый участок сети для расчета режимов представляет собой участок 110-220 кВ от ПС 220 кВ Тында до ПС Майя и ПС НПС-15.

Схема сети 220 кВ на этом участке показана на листе № 1 к ВКР.

Для расчёта режимов необходимо составить схему замещения сети найти активное и реактивное сопротивление, активную и ёмкостную проводимость трансформаторов и ЛЭП.

Активное сопротивление линии моделирует тепловые потери при протекании тока через проводник. Определяется по формуле, Ом:

$$R_{л} = R_0 \cdot l, \quad (1)$$

где R_0 – удельное сопротивление провода, Ом/км;

l – длина линии, км.

Реактивное сопротивление линии моделирует электромагнитное взаимодействие между фазами линии. Определяется по формуле, Ом:

$$X_{л} = X_0 \cdot l, \quad (2)$$

где X_0 – удельное реактивное сопротивление провода, Ом/км.

Активная проводимость линии моделирует потери на коронирование.

Определяется по формуле, мкСм:

$$G_l = \frac{\Delta P_{кор}}{U_{ном}^2} \cdot l \cdot 10^3, \quad (3)$$

где $\Delta P_{кор}$ - потери мощности на корону, кВт/км;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение, кВ.

Ёмкостная проводимость линии моделирует реактивную мощность, возникающую между проводом и землёй. Определяется по формуле, мкСм:

$$B_l = B_0 \cdot l, \quad (4)$$

где B_0 – удельная ёмкостная проводимость провода, мкСм/км;

В процессе эксплуатации в трансформаторах неизбежно возникают потери мощности. Потребляемая трансформатором мощность в режиме короткого замыкания расходуется на нагрев его обмоток. В режиме холостого хода мощность потерь складывается из потерь в магнитопроводе (на вихревые токи) и гистерезис. В общем виде активное и реактивное сопротивление трансформатора моделируют потери в меди (нагрузочные потери), активная и ёмкостная проводимость моделируют потери в стали (потери холостого хода).

Активное сопротивление для трёхобмоточного трансформатора и автотрансформатора рассчитывается по формуле, Ом:

$$R_{T(вн,сн,нн)} = \frac{\Delta P_{k(вн,сн,нн)} \cdot U_{вн}^2}{S_{тном}^2}, \quad (5)$$

где ΔP_k - потери мощности короткого замыкания, кВт;

$U_{вн}^2$ – номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора, кВ;

$S_{тном}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Реактивное сопротивление для трёхобмоточного трансформатора и автотрансформатора рассчитывается по формуле, Ом:

$$X_{T(вн,сн,нн)} = \frac{u_{k(вн,сн,нн)} \cdot U_{вн}^2}{S_{тном}}, \quad (6)$$

где u_k – напряжение короткого замыкания, %;

$U_{вн}^2$ – номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора, кВ;

$S_{тном}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Активная проводимость трансформатора:

$$B_T = \frac{\Delta Q_x \cdot 10^3}{U_{вн}^2} \text{ Ом}, \quad (7)$$

где ΔQ_x - реактивные потери мощности холостого хода, кВар;

$U_{вн}^2$ – номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора, кВ.

Ёмкостная проводимость трансформатора, мкСм:

$$G_T = \frac{\Delta P_x \cdot 10^3}{U_{вн}^2}, \quad (8)$$

где ΔP_x - активные потери мощности холостого хода, кВар;

$U_{вн}^2$ – номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора, кВ.

Параметры ветвей смоделированной сети 110-22 кВ показаны в таблице 6.

Для расчётов режимов необходимо задать нагрузки, генераторные узлы и балансирующий узел.

В данной ВКР в качестве балансирующего узла принят один из генераторов Нерюнгринской ГРЭС. Узлы, моделирующие связи ЮЯЭР с энергосистемой Амурской области, Центральной и Западной Якутией заданы генерирующими узлами (в них задан уровень напряжения).

Величина нагрузок и уровней напряжений приняты по данным замеров 2018 года.

Результаты расчёта нормального режима показаны на рисунке 5.

Результаты расчёта послеаварийного режима с отключением наиболее загруженной ветви - ВЛ 220 кВ Тында – Нерюнгринская ГРЭС с отпайкой на ПС НПС-19 № 1 показано на рисунке 6.

Результаты расчёта режимов в табличном виде приведен в приложении А к ВКР.

По результатам расчёта режимом видно, что в нормальном и наиболее тяжёлом послеаварийном режиме загрузка сети 110-220 кВ находится в допустимых пределах.

Таблица 6 – Параметры ветвей для выбранного участка сети

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	G	B	Кт/г
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЛЭП	19	14	ПС Дежневская - ПС Денисовская	0,3	0,78		-5,2	
ЛЭП	3	13	отп НПС-19 - НПС-19	0,94	3,47		-20,8	
ЛЭП	39	38	отп 2 Рябиновая - отп 1 В. Курнах	2,59	4,53		-28	
ЛЭП	48	21	М.Нимныр - Угольная	23,42	40,99		-255	
ЛЭП	33	19	Нерюнгринская ГРЭС - ПС Дежневская	2,56	6,65		-44	
ЛЭП	20	46	Томмот - Нижний Куранах	4,55	20,35		-125,5	
ЛЭП	33	6	Нерюнгринская ГРЭС - ВГК	1,43	3,72		-24,7	
ЛЭП	43	7	отп на ВГК - ВГК	1,43	3,72		-24,7	
ЛЭП	10	8	отп.НПС-16 - НПС-16	0,04	0,15		-0,9	
ЛЭП	11	9	отп.НПС-16 - НПС-16	0,07	0,23		-1,5	
ЛЭП	38	32	отп 1 В. Курнах - В. Куранах	0,02	0,04		-0,3	
ЛЭП	21	50	Угольная - Инаглинская	1,72	3		-18,9	
ЛЭП	21	50	Угольная - Инаглинская	1,72	3		-18,9	
ЛЭП	19	14	ПС Дежневская - ПС Денисовская	0,3	0,78		-5,2	
ЛЭП	4	30	отп НПС-19 - Тында	16,93	75,67		-466,6	
ЛЭП	3	30	отп НПС-19 - Тында	17,27	77,19		-475,9	
ЛЭП	1	34	НПС-18 - Нерюнгринская ГРЭС	15,8	70,63		-435,5	
ЛЭП	1	34	НПС-18 - Нерюнгринская ГРЭС	16,15	72,17		-445	
ЛЭП	37	32	отп 2 В. Куранах - В. Куранах	0,2	0,34		-2,1	
ЛЭП	45	1	Отп. на НПС-17 - НПС-18	7,2	32,17		-198,4	
ЛЭП	36	1	Отп. на НПС-17 - НПС-18	7,15	31,96		-197,1	
ЛЭП	36	35	Отп. на НПС-17 - НПС-17	0,13	0,6		-3,7	
ЛЭП	45	35	Отп. на НПС-17 - НПС-17	0,13	0,6		-3,7	
ЛЭП	37	47	отп 2 В. Куранах - Н Куранах 110	3,01	4,34		-26	
ЛЭП	38	47	отп 1 В. Курнах - Н Куранах 110	2,78	4,87		-30	
ЛЭП	46	36	Нижний Куранах - Отп. на НПС-17	4,43	19,81		-122,1	
	46	45	Нижний Куранах - Отп. на НПС-17	3,72	16,6		-102,4	

Предложение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЛЭП	40	39	Лебединый - отп 2 Рябиновая	4,56	7,98		-50	
ЛЭП	40	28	Лебединый - ПС Юхта	9,08	15,88		-99,1	
ЛЭП	28	41	ПС Юхта - Б. Нимныр	4,83	8,45		-52,6	
ЛЭП	34	4	Нерюнгринская ГРЭС - отп НПС-19	0,39	1,75		-10,8	
ЛЭП	41	48	Б. Нимныр - М.Нимныр	11,22	19,64		-122,3	
ЛЭП	47	44	Н Куранах 110 - ЗИФ	0,32	0,56		-3,5	
ЛЭП	47	44	Н Куранах 110 - ЗИФ	0,32	0,56		-3,5	
ЛЭП	48	49	М.Нимныр - Хатыми	11,71	20,5		-127,6	
ЛЭП	21	49	Угольная - Хатыми	12,2	21,35		-132,9	
ЛЭП	14	31	ПС Денисовская - Чульманская ТЭЦ	1,42	3,68		-24,5	
ЛЭП	10	46	отп.НПС-16 - Нижний Куранах	15,48	52,82		-332,5	
ЛЭП	34	3	Нерюнгринская ГРЭС - отп НПС-19	0,39	1,75		-10,8	
ЛЭП	11	46	отп.НПС-16 - Нижний Куранах	15,86	54,14		-340,9	
ЛЭП	4	12	отп НПС-19 - НПС-19	0,95	3,5		-21	
ЛЭП	46	42	Нижний Куранах - ПС Майя	46,24	206,81		-1275,2	
ЛЭП	10	5	отп.НПС-16 - НПС-15	16,29	55,59		-350	
ЛЭП	11	5	отп.НПС-16 - НПС-15	15,91	54,31		-341,9	
ЛЭП	14	31	ПС Денисовская - Чульманская ТЭЦ	1,42	3,68		-24,4	
ЛЭП	50	50	Инаглинская - Инаглинская	2,92	5,11		-32,1	
ЛЭП	20	42	Томмот - ПС Майя	41,59	185,86		-1145,9	
ЛЭП	33	43	Нерюнгринская ГРЭС - отп на ВГК	0,06	0,17		-1,1	
ЛЭП	43	19	отп на ВГК - ПС Дежневская	2,5	6,48		-43,1	
ЛЭП	50	31	Инаглинская - Чульманская ТЭЦ	2,92	5,11		-32,1	
ЛЭП	50	31	Инаглинская - Чульманская ТЭЦ	2,92	5,11		-32,1	
Тр-р	33	22	Нерюнгринская ГРЭС - Блок 1 210	0,15	6,32	6,1	22,2	0,13
Тр-р	33	23	Нерюнгринская ГРЭС - Блок 2 180	0,15	6,09	13,5	71,7	0,13
Тр-р	34	24	Нерюнгринская ГРЭС - Блок 3 180	0,65	28,06	4,4	24,8	0,065
Тр-р	27	25	АТ2 - НН НГРЭС	2,52	79,96			0,167
Тр-р	29	26	АТ1 - НН НГРЭС	2,52	82,31			0,167

Предложение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тр-р	34	27	Нерюнгринская ГРЭС - АТ2	0,61	44,03	1,8	9	1
Тр-р	34	29	Нерюнгринская ГРЭС - АТ1	0,61	46,34	1,8	8,3	1
Тр-р	27	33	АТ2 - Нерюнгринская ГРЭС	0,42	-2,09			0,516
Тр-р	29	33	АТ1 - Нерюнгринская ГРЭС	0,42	-4,02			0,516
Тр-р	46	2	Нижний Куранах - срт Н.Куранах	1,36	101,64	0,7	2,6	1
Тр-р	46	15	Нижний Куранах - срт Н.Куранах	1,36	101,35	0,7	2,6	1
Тр-р	2	47	срт Н.Куранах - Н Куранах 110	1,17	-10,54			0,516
Тр-р	15	47	срт Н.Куранах - Н Куранах 110	1,17	-10,24			0,516
Тр-р	2	18	срт Н.Куранах - НН Н.Куранах	6,97	192,24			0,165
Тр-р	15	18	срт Н.Куранах - НН Н.Куранах	6,97	192,54			0,165

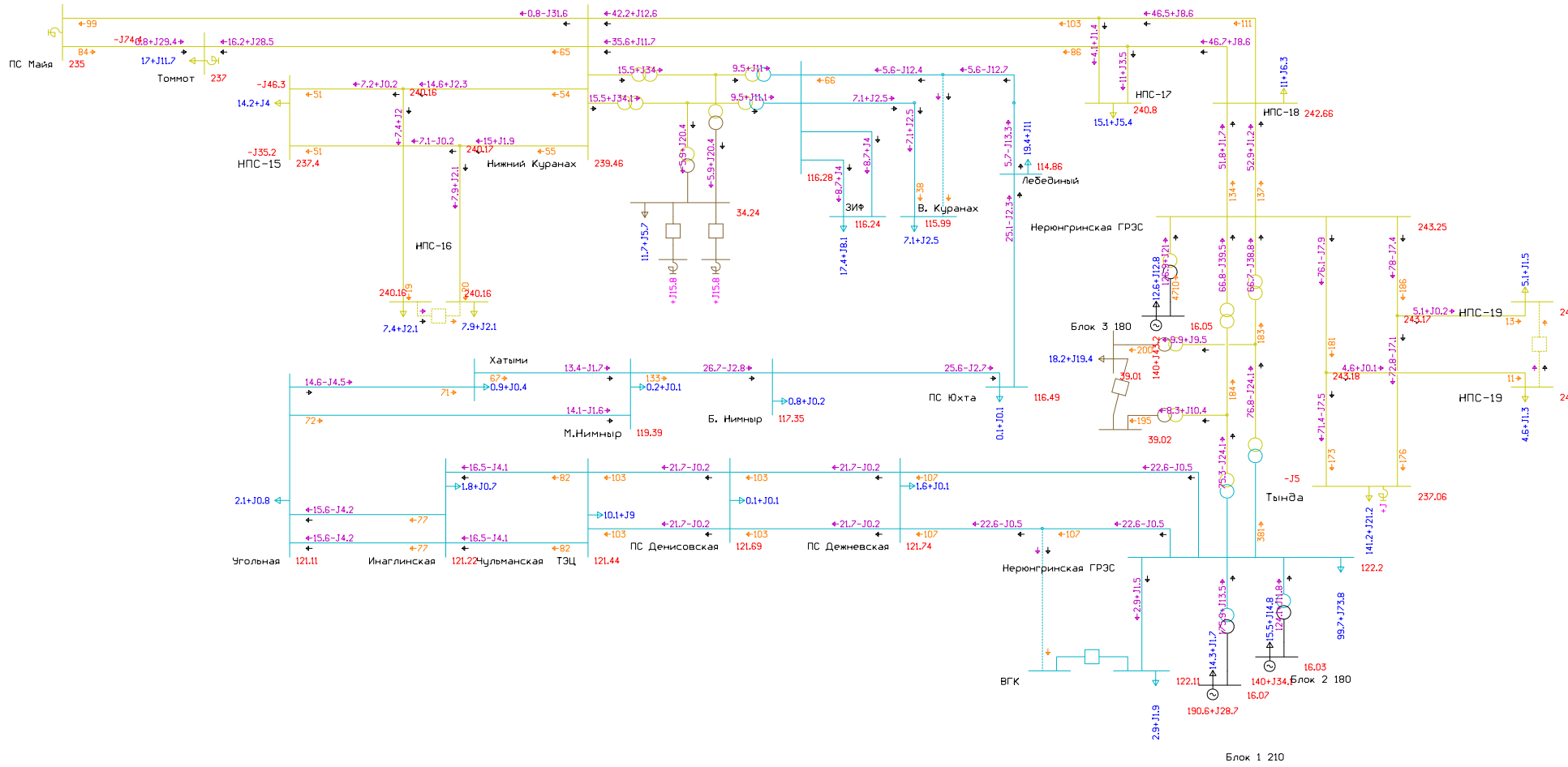


Рисунок 5– Нормальный режим. Зима 2018 год

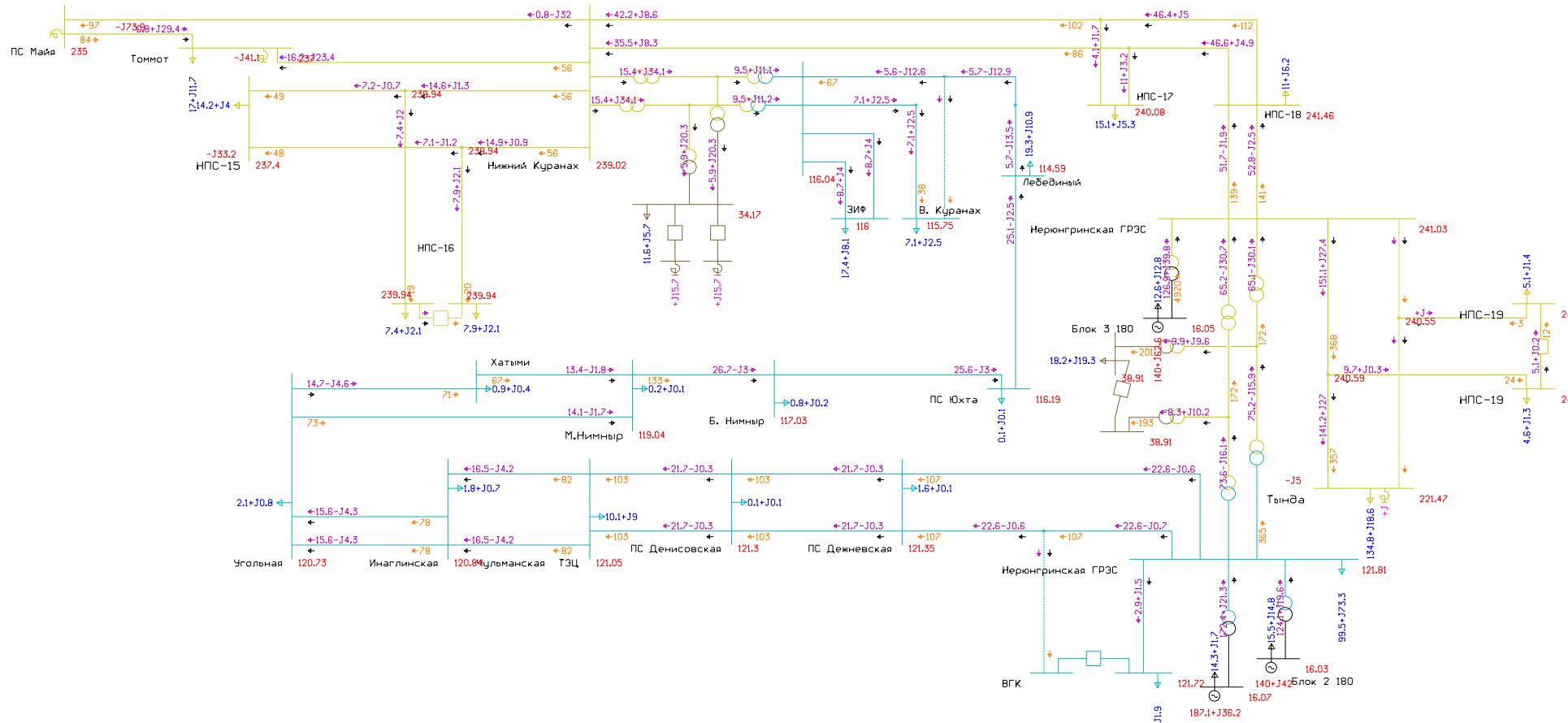


Рисунок 6 – Послеаварийный режим. Зима 2018 год. Отключение ВЛ 220 кВ Тында – Нерюнгринская ГРЭС с отпайкой на PS НПС-19 № 1

Таблица 7 - Токовая загрузка ЛЭП в Послеаварийном режиме. Отключение ВЛ 220 кВ Тында – Нерюнгринская ГРЭС с отпайкой на ПС НПС-19 № 1

№ нач	№ кон	Название	I нач	Iдоп расч	I/I_доп
1	2	3	4	5	6
34	3	Нерюнгринская ГРЭС - отп НПС-19	368	600	61,3
3	30	отп НПС-19 - Тында	345	630	56,6
50	31	Инаглинская - Чульманская ТЭЦ	81	200	41
50	31	Инаглинская - Чульманская ТЭЦ	81	200	41
21	50	Угольная - Инаглинская	77	200	38,9
21	50	Угольная - Инаглинская	77	200	38,9
48	49	М.Нимныр - Хатыми	65	200	33,6
41	48	Б. Нимныр - М.Нимныр	132	400	33,4
28	41	ПС Юхта - Б. Нимныр	128	400	32,2
40	28	Лебединый - ПС Юхта	127	400	31,9
1	34	НПС-18 - Нерюнгринская ГРЭС	124	500	27,7
14	31	ПС Денисовская - Чульманская ТЭЦ	103	400	25,8
14	31	ПС Денисовская - Чульманская ТЭЦ	103	400	25,8
1	34	НПС-18 - Нерюнгринская ГРЭС	126	630	22,4
46	45	Нижний Куранах - Отп. на НПС-17	104	500	20,8
37	32	отп 2 В. Куранах - В. Куранах	38	200	18,9
37	47	отп 2 В. Куранах - Н Куранах 110	38	200	18,8
40	39	Лебединый - отп 2 Рябиновая	74	400	18,4
21	49	Угольная - Хатыми	73	400	18,3
43	19	отп на ВГК - ПС Дежневская	107	600	17,9
33	43	Нерюнгринская ГРЭС - отп на ВГК	107	600	17,9
36	1	Отп. на НПС-17 - НПС-18	113	630	17,9
33	19	Нерюнгринская ГРЭС - ПС Дежневская	107	600	17,9
45	1	Отп. на НПС-17 - НПС-18	112	630	17,8
39	38	отп 2 Рябиновая - отп 1 В. Курнах	71	400	17,7
46	36	Нижний Куранах - Отп. на НПС-17	88	500	17,6
19	14	ПС Дежневская - ПС Денисовская	103	600	17,2
19	14	ПС Дежневская - ПС Денисовская	103	600	17,2
48	21	М.Нимныр - Угольная	69	503,1	14,5
38	47	отп 1 В. Курнах - Н Куранах 110	69	503,1	13,7
10	46	отп.НПС-16 - Нижний Куранах	36	500	11,3
11	46	отп.НПС-16 - Нижний Куранах	35	500	11,2

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6
46	42	Нижний Куранах - ПС Майя	77	890,1	10,9
11	5	отп.НПС-16 - НПС-15	17	500	9,7
10	5	отп.НПС-16 - НПС-15	17	500	9,7
20	42	Томмот - ПС Майя	72	890,1	9,5
47	44	Н Куранах 110 - ЗИФ	48	503,1	9,5
47	44	Н Куранах 110 - ЗИФ	48	503,1	9,5
20	46	Томмот - Нижний Куранах	69	890,1	7,8
36	35	Отп. на НПС-17 - НПС-17	27	890,1	3,1
3	13	отп НПС-19 - НПС-19	23	786,9	3
10	8	отп.НПС-16 - НПС-16	20	786,9	2,5
33	6	Нерюнгринская ГРЭС - ВГК	16	657,9	2,5
11	9	отп.НПС-16 - НПС-16	19	786,9	2,4
45	35	Отп. на НПС-17 - НПС-17	11	890,1	1,2
4	12	отп НПС-19 - НПС-19	0	786,9	0,4

2 РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ РАССМАТРИВАЕМОГО ЭНЕРГОРАЙОНА

Согласно Схеме и программе развития электроэнергетики ЕЭС России на 2018-2024 гг [17] для обеспечения перетока мощности в центральный энергорайон Республики Саха (Якутия) в соответствии с ТУ энергопринимающих устройств на ТП ПАО "Якутскэнерго" в 2019 году должна быть ведена в работу ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - НПС-19– Томмот.

Кроме изменения схем подключения запланирован рост электрических нагрузок на ряде НПС, в том числе и на НПС-19. Для оценки необходимости увеличения трансформаторной мощности выполним расчёт перспективных вероятностных характеристик.

2.1 Определение перспективных вероятностных характеристик

Задача данного раздела заключается в прогнозировании электрических нагрузок и определения вероятностных характеристик.

На основании расчётов нагрузок производится выбор и проверка основного оборудования, проверка загрузки трансформаторов в разных режимах работы, проверка сечений проводников электрической сети на термическую и динамическую стойкость.

Расчёт нагрузок произведём по данным контрольных замеров за 2018 год на основании прироста нагрузок и данных об увеличении мощности конкретных ПС.

Динамика нагрузок и электропотребления в ЮЯЭР по данным Схемы и программ развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) [18] приведена в таблице 8.

Исходя из данных, приведённых в таблице среднегодовой прирост мощности в ЮЯЭР составляет 3,018 %. Данное значение будем использовать для определения прогнозных нагрузок.

Таблица 8 – Динамика нагрузок и электропотребления в ЮЯЭР

Показатель	Год					
	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Максимум нагрузки, МВт	269	271	276	279	298	316,3
Электропотребление, млн кВт-ч	1675	1705	1667	1722	1913	1935
Годовое изменение, %		1,77	-2,21	3,24	11,16	1,13
Число часов использования максимума нагрузки, час.	6235	6284	6048	6127	6425	6118

Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N ; \quad (9)$$

где $P_{cp}^{баз}$ – базовая средняя мощность;

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки для Якутии принимаем равный 0,03018;

N – срок выполнения прогноза, для распределительных сетей принимается равным 5 лет.

Для ПС, где перспективная нагрузка указана в СИПРе республики Саха (Якутия), она принимается именно таковой

Прогнозирование нагрузок по формуле сложных процентов выполнено в MS Excel, а результат приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты прогнозирования вероятностных характеристик

Номер узла	Название	U_ном	Текущие нагрузки		Спрогнозированные нагрузки		
			Pmax	Qmax	Pmax	Qmax	Pcp
1	2	3	4	5	6	7	8
33	Нерюнгринская ГРЭС (эквивалентированная нагрузка)	110	92,60	60,00	107,40	69,60	100,40
40	Лебединый	110	18,80	10,20	21,80	11,80	20,40
44	ЗИФ	110	16,70	7,30	19,40	8,50	18,11
20	Томмот	220	16,20	10,20	18,80	11,80	17,60
35	НПС-17	220	14,20	4,50	29,10	9,22	27,20
5	НПС-15	220	13,50	3,50	30,00	7,78	28,04
18	НН Н.Куранах	35	11,80	6,00	13,70	6,96	12,80
1	НПС-18	220	10,30	5,20	30,60	15,45	28,60
31	Чульманская ТЭЦ	110	9,40	7,40	10,90	8,60	10,20
8	НПС-16	220	7,40	1,80	14,70	3,58	13,74
9	НПС-16	220	7,00	1,80	14,70	3,78	13,74
32	В. Куранах	110	6,90	2,30	8,00	2,70	7,50

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8
12	НПС-19	220	4,80	1,20	18,9	7,6	17,68
13	НПС-19	220	4,30	1,10	18,9	7,6	17,68
6	ВГК	110	2,70	1,50	3,13	1,74	2,93
21	Угольная	110	2,00	0,70	2,30	0,81	2,17
50	Инаглинская	110	1,60	0,50	1,85	0,58	1,74
19	ПС Дежневская	110	1,50	0,10	1,74	0,12	1,63
49	Хатыми	110	0,90	0,30	1,04	0,35	0,98
41	Б. Нимныр	110	0,80	0,20	0,92	0,23	0,87
48	М.Нимныр	110	0,20	0,10	0,23	0,12	0,22
28	ПС Юхта	110	0,10	0,10	0,12	0,12	0,11
14	ПС Денисовская	110	0,10	0,10	0,12	0,12	0,11

Средняя активная мощность определяется по формулам:

$$P_{cp} = P_{max} \cdot K_3 ; \quad (10)$$

где K_3 - коэффициент заполнения.

Для расчёта принято, что коэффициент заполнения равен: $K_3 = 0.934$.

2.2. Выбор элементов схемы сети при её развитии

Основным, источником реактивной мощности в системе являются генераторы электростанций. Для ведения наиболее экономичного режима сети выполняется компенсация реактивной мощности согласно требованиям приказа Минэнерго РФ № 380 [8]

В связи с этим в ВКР выполнена оценка необходимости мероприятия по компенсации реактивной мощности.

Мощность КУ на две секции шин определяется по формуле:

$$Q_{тр.и.ку} = Q_{max.i} - P_i \cdot tg\varphi_{пред} , \quad (11)$$

где $tg\varphi_{пред} = 0,4$ – предельный тангенс, принятый 0,4 на основании

Приказа Минэнерго РФ № 380 [8].

Требуемая мощность компенсирующих устройств, приходящаяся на одну секцию шин подстанции, Мвар:

$$Q_{ку.сш.i}^{тр} = \frac{Q_{ку.i}^{тр}}{2}, \quad (12)$$

По значениям требуемой мощности компенсирующих устройств далее выбираются конкретные компенсирующие устройства, и определяется их фактическое значение мощности по формуле:

$$Q_{ку.i}^{\phi} = n \cdot S_{ку} \cdot 2, \quad (13)$$

где n – количество устанавливаемых батарей конденсаторов;

$S_{ку}$ – мощность батарей конденсаторов.

Не скомпенсированная реактивная мощность на подстанциях определяется по выражению:

$$Q_{неск.i} = Q_{max i} - Q_{ку.i}^{\phi}, \quad (14)$$

Рекомендуемые устройства компенсации, полученные по результатам расчётов приведен в таблице 11

Таблица 11 – Рекомендуемые устройства компенсации реактивной мощности

Название	U_ном	Спрогнозированные нагрузки		QКУ _{треб} , МВАр	Рекомендуемое устройство КРМ
		P _{max}	Q _{max}		
ЗИФ	110	19,4	8,5	0,74	2хУКЛ56 450-10
НПС-18	220	30,6	15,45	3,21	2хУКРЛ56 1800-900-10
ВГК	110	3,13	1,74	0,488	УКЛ56 450-10

Выбор числа и мощности трансформаторов.

Мощность трансформаторов выбирается по спрогнозированной нагрузке подстанции. Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. При отключении одного трансформатора (плановом или аварийном) оставшийся в работе трансформатор должен обеспечить питание всех потребителей подстанции, исходя из допустимой перегрузки трансформатора в 140 %. В большинстве случаев такой режим для двухтрансформаторных подстанций достигается при 70 % загрузке каждого трансформатора на время максимума нагрузки.

Для выбора трансформатора, устанавливаемого на проектируемой подстанции, из каталога необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА:

$$S_{P_{3.i}} = \frac{\sqrt{P_{cp.3.i}^2 + Q_{неск.3.i}^2}}{n \cdot K_{3.i}}, \quad (15)$$

где $P_{cp.3.i}$ – среднее значение активной мощности в зимний период;

$Q_{неск.3.i}$ – некомпенсированная мощность в зимний период;

n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

$K_{3.i}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

$$S_{P_{3.НПС19}} = \frac{\sqrt{35.36^2 + 14.14^2}}{2 \cdot 0,7} = 27.2$$

Полученное значение расчетной мощности больше чем, мощность трансформаторов, установленных на НПС-19, поэтому принимаем к установке ближайшие типовые трансформаторы марки ТРДН -40000/220 [7].

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_{3(3)}^{НОМ} = \frac{\sqrt{P_{ср.з}^2 + Q_{неск.з}^2}}{n \cdot S_{ТР}^{НОМ}}, \quad (16)$$

$$K_{3(3)}^{НОМ} = \frac{\sqrt{35.36^2 + 14.14^2}}{2 \cdot 40} = 0.47$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки должно находиться в интервале от 0,4 до 0,75. Коэффициенты загрузки выбранного автотрансформатора удовлетворяют норме.

В послеаварийном режиме предполагается, что один из трансформаторов выведен из работы.

$$K_3^{П.А} = \frac{\sqrt{P_{СР}^2 + Q_{НЕСК}^2}}{(n-1) \cdot S_{ТР}^{НОМ}} \leq 1,4 \quad (17)$$

$$K_{3.А}^{П.А} = \frac{\sqrt{35.36^2 + 14.14^2}}{(2-1) \cdot 40} = 0.95$$

Выбор сечения линии.

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

В настоящее время сечение проводов ВЛЭП выбираются по экономическим токовым интервалам. Для этого необходимо определить расчетное значение тока текущего по линии:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max}, \quad (18)$$

где α_i – коэффициент учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации.

α_T – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки, значение α_T принимаю равным 1,1.

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

$$I_{\max.i} = \frac{\sqrt{P_{i,j}^2 + Q_{\text{неск.i,j}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{Ц}}}, \quad (19)$$

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

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

Так как в упрощенной схеме потоки мощности по линиям не в полной мере соответствуют действительным, а рассчитаны с некоторыми погрешностями, то для более верного определения сечения проектируемой линии воспользуемся расчетом электрического режима. Предварительно зададимся сечением ВЛ «Нерюнгринская ГРЭС – НСП-19 – Томмот» равным 300 мм². Вывод о правильности выбранного сечения сделаем после расчета послеаварийных режимов, сравнив получившийся ток в интересующих нас линиях с предельно-допустимым током для конкретного сечения.

3 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ПОСЛЕ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ НПС-19

3.1. Описание изменения схем сети

Для расчётов режимов на 2023 год выполнено изменение электрических нагрузок согласно результатов прогнозирования. Кроме того в расчётную схему добавлена ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-19 – Томмот.

Карта-схема участка сети с учётом изменений приведена на рисунке 3.1 и на листе № 2 ВКР. Электрическая схема рассматриваемого района показана на листе № 2 к ВКР.

3.2 Расчет и анализ режимов после переключения ПС НПС-19

Для анализа выполнены расчёты нормального режима максимальных нагрузок и послеаварийных режимов, которые позволят оценить надёжность перспективной схемы сети.

Результаты расчёта нормального режима на максимум 2023 года показаны на рисунке в таблицах, на рисунке ___ и на листе графической части № 3 к ВКР.

В нормальном режиме максимальное положительное отклонение напряжения составляет 11,8% на шинах генераторов Нерюнгринской ГРЭС, а минимальное отрицательное отклонение напряжения составляет « -3,5%» на шинах 35 кВ ПС Нижний Куранах.

Наиболее загруженной ветвью в нормальном режиме является двухцепная ВЛ 110 кВ на участке Чульманская ТЭЦ – Инаглинская , каждая из которых загружена на 47 %.

Из ВЛ 220 кВ наиболее нагруженной является ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18.

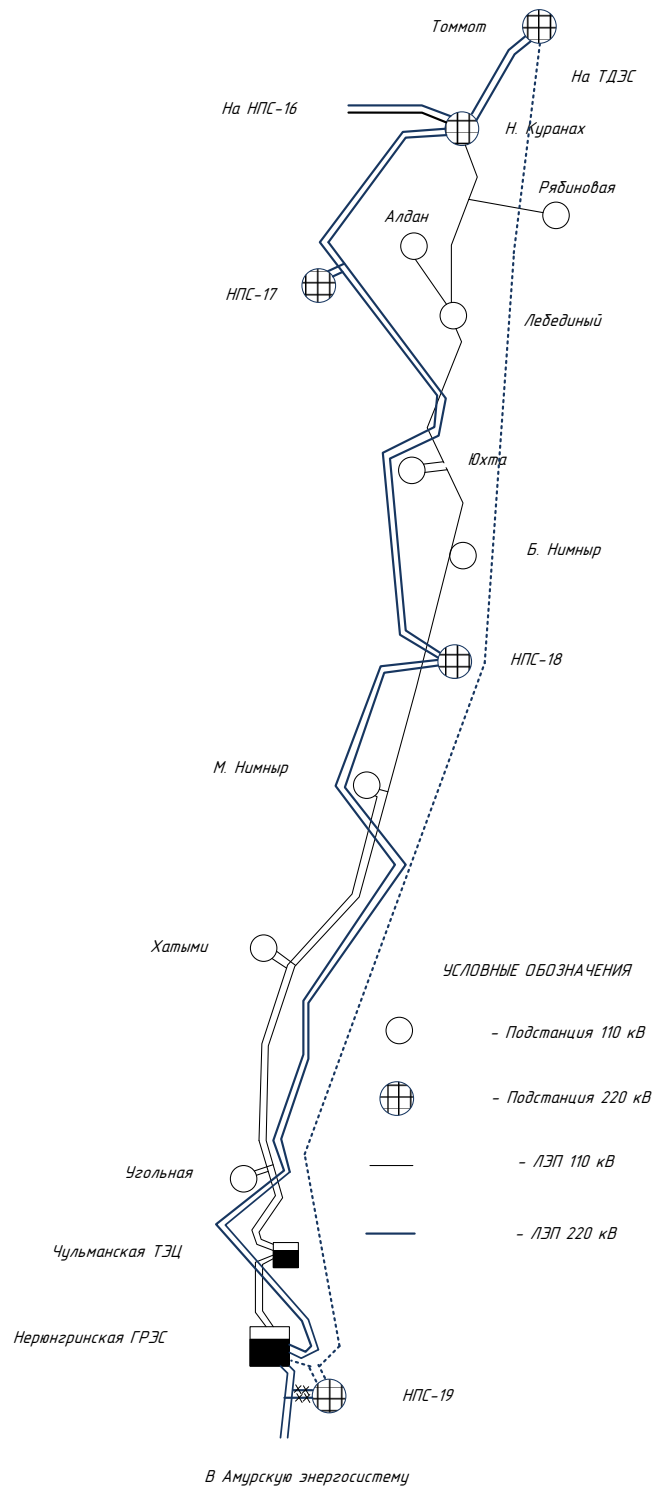


Рисунок 7 - Схема рассматриваемого района после переключения НПС-19

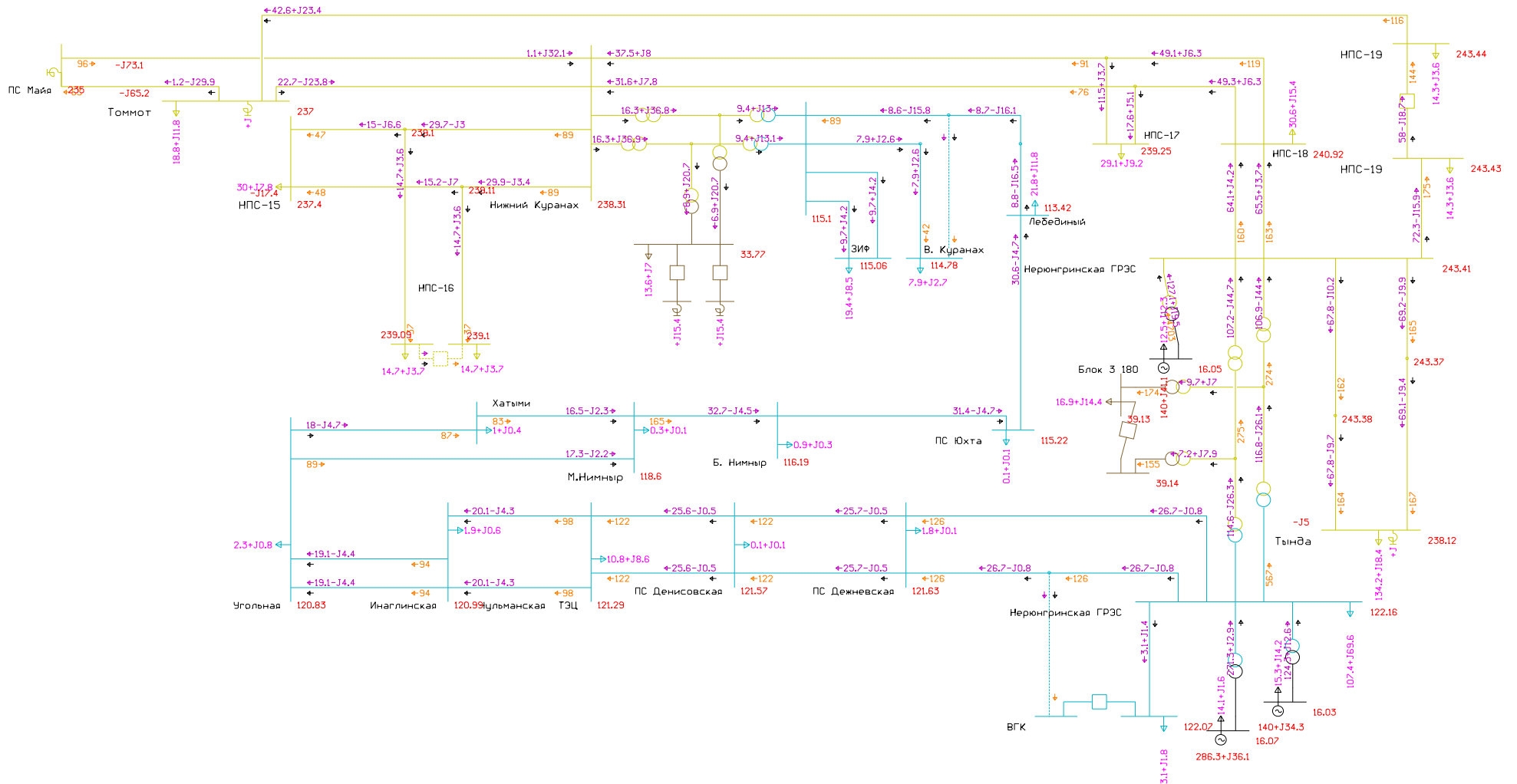


Рисунок 8 – Результаты расчёта нормального режима на 2023 год

Таблица 12 – Параметры Узлов для нормального режима сети на 2023 год

Тип	Номер	Название	U _{ном}	P _н	Q _н	V	dV
1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	1	НПС-18	220	30,6	15,4	240,92	9,51
Нагр	2	срт Н.Куранах	220			222,69	1,22
Нагр	3	отп НПС-19	220			243,38	10,63
Нагр	4	отп НПС-19	220			243,37	10,62
Ген	5	НПС-15	220	30	7,8	237,4	7,91
Нагр	6	ВГК	110	3,1	1,8	122,07	10,98
Нагр	7	ВГК	110			122,07	10,98
Нагр	8	НПС-16	220	14,7	3,7	239,1	8,68
Нагр	9	НПС-16	220	14,7	3,7	239,09	8,68
Нагр	10	отп.НПС-16	220			239,11	8,68
Нагр	11	отп.НПС-16	220			239,1	8,68
Нагр	12	НПС-19	220	14,3	3,6	243,44	10,66
Нагр	13	НПС-19	220	14,3	3,6	243,43	10,65
Нагр	14	ПС Денисовская	110	0,1	0,1	121,57	10,52
Нагр	15	срт Н.Куранах	220			222,7	1,23
Нагр	16	Н Куранах СКРМ 35 кВ 2	35			33,76	-3,53
Нагр	17	Н Куранах СКРМ 35 кВ	35			33,76	-3,53
Нагр	18	НН Н.Куранах	35	13,6	7	33,77	-3,52
Нагр	19	ПС Дежневская	110	1,8	0,1	121,63	10,58
Ген	20	Томмот	220	18,8	11,8	237	7,73
Нагр	21	Угольная	110	2,3	0,8	120,83	9,85
База	22	Блок 1 210	16	14,1	1,6	16,07	2,03
Ген	23	Блок 2 180	16	15,3	14,2	16,03	1,78
Ген	24	Блок 3 180	16	12,5	12,3	16,05	1,9
Нагр	25	НН НГРЭС	35			39,14	11,82
Нагр	26	НН НГРЭС	35	16,9	14,4	39,13	11,81
Нагр	27	АТ2	220			236,51	7,5
Нагр	28	ПС Юхта	110	0,1	0,1	115,22	4,74
Нагр	29	АТ1	220			236,28	7,4
Ген+	30	Тында	220	134,2	18,4	238,12	8,24
Нагр	31	Чульманская ТЭЦ	110	10,8	8,6	121,29	10,26
Нагр	32	В. Куранах	110	7,9	2,7	114,78	4,35
Нагр	33	Нерюнгринская ГРЭС	110	107,4	69,6	122,16	11,05
Нагр	34	Нерюнгринская ГРЭС	220			243,41	10,64
Нагр	35	НПС-17	220	29,1	9,2	239,25	8,75

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	36	Отп. на НПС-17	220			239,27	8,76
Нагр	37	отп 2 В. Куранах	110			114,8	4,37
Нагр	38	отп 1 В. Курнах	110			114,65	4,22
Нагр	39	отп 2 Рябиновая	110			114,21	3,83
Нагр	40	Лебединый	110	21,8	11,8	113,42	3,11
Нагр	41	Б. Нимныр	110	0,9	0,3	116,19	5,63
Ген	42	ПС Майя	220			235	6,82
Нагр	43	отп на ВГК	110			122,15	11,04
Нагр	44	ЗИФ	110	19,4	8,5	115,06	4,6
Нагр	45	Отп. на НПС-17	220			239,27	8,76
Нагр	46	Нижний Куранах	220			238,31	8,32
Нагр	47	Н Куранах 110	110			115,1	4,64
Нагр	48	М.Нимныр	110	0,3	0,1	118,6	7,82
Нагр	49	Хатыми	110	1	0,4	119,73	8,84
Нагр	50	Инаглинская	110	1,9	0,6	120,99	9,99

Таблица 13 - Ветви. Нормальный режим 2023 год

Тип	N_нач	N_кон	Название	Iдоп_расч	I/I_dop	P_нач	Q_нач	I_нач
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Выкл	26	25	НН НГРЭС - НН НГРЭС			7,16	8	155
Выкл	7	6	ВГК - ВГК			0	0	0
Выкл	9	8	НПС-16 - НПС-16					
Выкл	13	12	НПС-19 - НПС-19			-57,96	19	144
Выкл	18	17	НН Н.Куранах - Н Куранах СКРМ 35 кВ			0	-15	263
Выкл	18	16	НН Н.Куранах - Н Куранах СКРМ 35 кВ 2			0	-15	263
ЛЭП	19	14	ПС Дежневская - ПС Денисовская	600	20,3	-25,71	1	122
ЛЭП	34	13	Нерюнгринская ГРЭС - НПС-19	786,9	22,3	-72,31	16	176
ЛЭП	39	38	отп 2 Рябиновая - отп 1 В. Курнах	400	23,1	-8,71	16	92
ЛЭП	48	21	М.Нимныр - Угольная	503,1	17,6	17,35	-2	85
ЛЭП	33	19	Нерюнгринская ГРЭС - ПС Дежневская	600	21	-26,71	1	126
ЛЭП	20	46	Томмот - Нижний Куранах	890,1	9	-22,65	24	80
ЛЭП	33	6	Нерюнгринская ГРЭС - ВГК	657,9	2,6	-3,15	-1	16
ЛЭП	43	7	отп на ВГК - ВГК	657,9				
ЛЭП	10	8	отп.НПС-16 - НПС-16	786,9	4,7	-14,7	-4	37
ЛЭП	11	9	отп.НПС-16 - НПС-16	786,9	4,7	-14,7	-4	37
ЛЭП	38	32	отп 1 В. Курнах - В. Куранах	503,1				
ЛЭП	21	50	Угольная - Инаглинская	200	47	19,08	-4	94
ЛЭП	21	50	Угольная – Инаглинская	200	47	19,08	-4	94

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЛЭП	19	14	ПС Дежневская - ПС Денисовская	600	20,3	-25,71	1	122
ЛЭП	4	30	отп НПС-19 - Тында	630	26,5	-69,12	9	165
ЛЭП	3	30	отп НПС-19 - Тында	630	26	-67,79	10	162
ЛЭП	1	34	НПС-18 - Нерюнгринская ГРЭС	630	25,8	65,47	4	157
ЛЭП	1	34	НПС-18 - Нерюнгринская ГРЭС	500	31,9	64,07	4	154
ЛЭП	37	32	отп 2 В. Куранах - В. Куранах	200	21	-7,93	-3	42
ЛЭП	45	1	Отп. на НПС-17 - НПС-18	630	18,9	49,06	6	119
ЛЭП	36	1	Отп. на НПС-17 - НПС-18	630	19	49,27	6	120
ЛЭП	36	35	Отп. на НПС-17 - НПС-17	890,1	5	-17,61	-5	44
ЛЭП	45	35	Отп. на НПС-17 - НПС-17	890,1	3,3	-11,5	-4	29
ЛЭП	37	47	отп 2 В. Куранах - Н Куранах 110	200	21	7,93	3	42
ЛЭП	38	47	отп 1 В. Курнах - Н Куранах 110	503,1	18,1	-8,64	16	91
ЛЭП	46	36	Нижний Куранах - Отп. на НПС- 17	500	15,8	31,59	8	79
ЛЭП	46	45	Нижний Куранах - Отп. на НПС- 17	500	18,6	37,47	8	93
ЛЭП	40	39	Лебединый - отп 2 Рябиновая	400	23,8	-8,83	17	95
ЛЭП	40	28	Лебединый - ПС Юхта	400	39,7	30,63	-5	158
ЛЭП	28	41	ПС Юхта - Б. Нимныр	400	39,9	31,44	-5	159
ЛЭП	34	4	Нерюнгринская ГРЭС - отп НПС- 19	600	27,6	-69,15	10	166
ЛЭП	41	48	Б. Нимныр - М.Нимныр	400	41,3	32,68	-5	164
ЛЭП	47	44	Н Куранах 110 - ЗИФ	503,1	10,6	-9,7	-4	53
ЛЭП	47	44	Н Куранах 110 - ЗИФ	503,1	10,6	-9,7	-4	53
ЛЭП	48	49	М.Нимныр - Хатыми	200	41,3	16,5	-2	81
ЛЭП	21	49	Угольная - Хатыми	400	22,3	-18,03	5	89

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЛЭП	14	31	ПС Денисовская - Чульманская ТЭЦ	400	30,4	-25,63	1	122
ЛЭП	10	46	отп.НПС-16 - Нижний Куранах	500	17,9	29,86	-3	73
ЛЭП	34	3	Нерюнгринская ГРЭС - отп НПС-19	600	27,1	-67,83	10	163
ЛЭП	11	46	отп.НПС-16 - Нижний Куранах	500	17,8	29,67	-3	72
ЛЭП	20	12	Томмот - НПС-19	786,9	15	42,62	23	118
ЛЭП	46	42	Нижний Куранах - ПС Майя	890,1	10,8	1,15	32	78
ЛЭП	10	5	отп.НПС-16 - НПС-15	500	9,6	-15,16	7	40
ЛЭП	11	5	отп.НПС-16 - НПС-15	500	9,5	-14,97	7	39
ЛЭП	14	31	ПС Денисовская - Чульманская ТЭЦ	400	30,4	-25,63	1	122
ЛЭП	50	50	Инаглинская - Инаглинская	200				
ЛЭП	20	42	Томмот - ПС Майя	890,1	9,4	-1,17	30	73
ЛЭП	33	43	Нерюнгринская ГРЭС - отп на ВГК	600	21,1	-26,72	1	126
ЛЭП	43	19	отп на ВГК - ПС Дежневская	600	21,1	-26,72	1	126
ЛЭП	50	31	Инаглинская - Чульманская ТЭЦ	200	49,2	20,07	-4	98
ЛЭП	50	31	Инаглинская - Чульманская ТЭЦ	200	49,2	20,07	-4	98
Тр-р	33	22	Нерюнгринская ГРЭС - Блок 1 210			271,32	3	1282
Тр-р	33	23	Нерюнгринская ГРЭС - Блок 2 180			124,32	13	591
Тр-р	34	24	Нерюнгринская ГРЭС - Блок 3 180			127,08	20	305
Тр-р	27	25	АТ2 - НН НГРЭС			-7,16	-8	26
Тр-р	29	26	АТ1 - НН НГРЭС			-9,7	-7	29

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тр-р	34	27	Нерюнгринская ГРЭС - АТ2			107,22	-45	276
Тр-р	34	29	Нерюнгринская ГРЭС - АТ1			106,87	-44	274
Тр-р	27	33	АТ2 - Нерюнгринская ГРЭС			114,64	-26	287
Тр-р	29	33	АТ1 - Нерюнгринская ГРЭС			116,82	-26	293
Тр-р	46	2	Нижний Куранах - срт Н.Куранах			-16,32	-37	98
Тр-р	46	15	Нижний Куранах - срт Н.Куранах			-16,35	-37	98
Тр-р	2	47	срт Н.Куранах - Н Куранах 110			-9,38	-13	42
Тр-р	15	47	срт Н.Куранах - Н Куранах 110			-9,41	-13	42
Тр-р	2	18	срт Н.Куранах - НН Н.Куранах			-6,86	-21	57
Тр-р	15	18	срт Н.Куранах - НН Н.Куранах			-6,86	-21	57

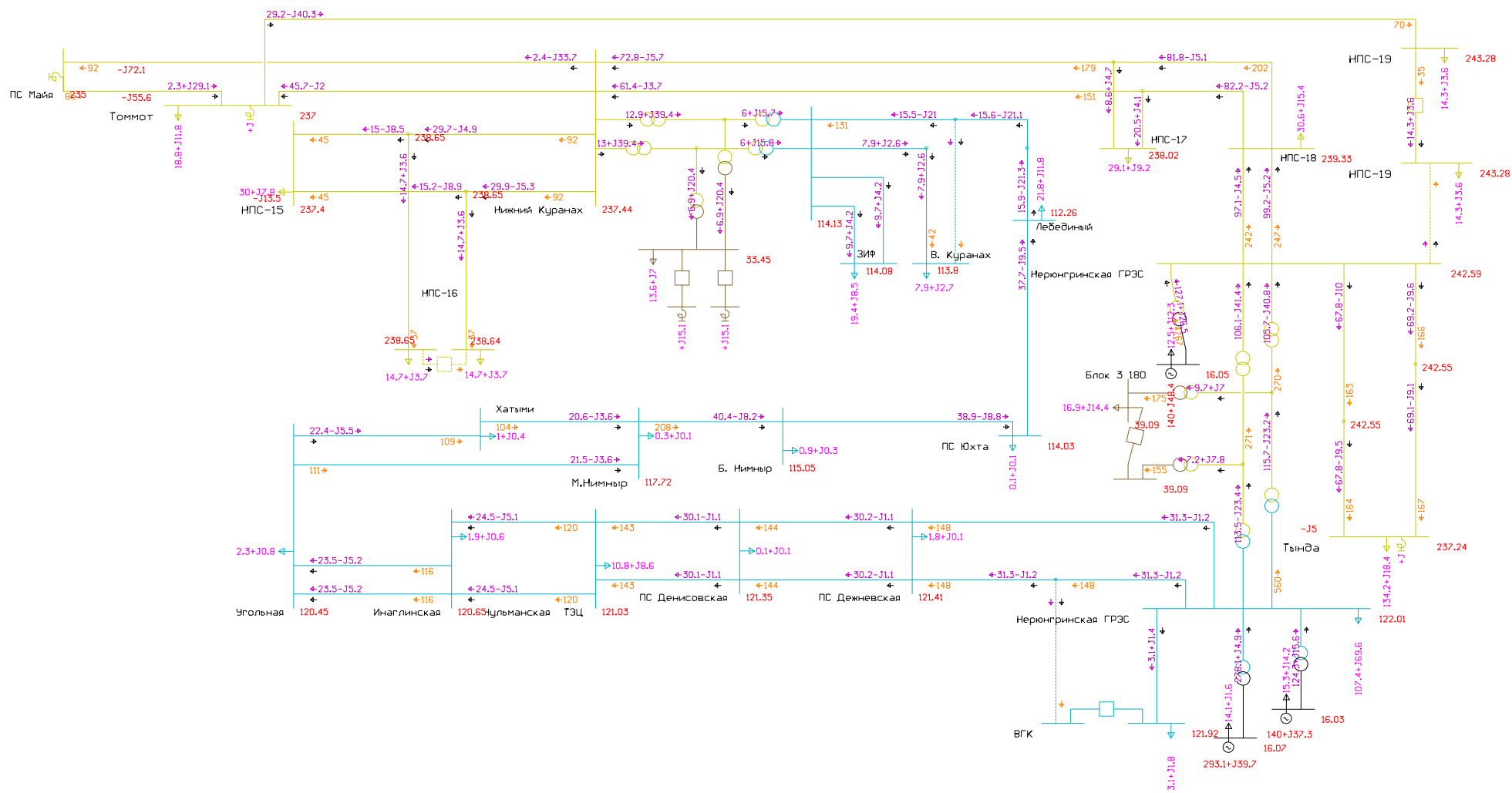


Рисунок 9 - Послеаварийный режим на 2023 год. Отключение ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-19

Таблица 14 – Узлы в послеварийном режиме – Отключение ВЛ 220 кВ
Нерюнгринская ГРЭС – НПС-19

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	V	dV
1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	1	НПС-18	220	30,6	15,4	239,33	8,79
Нагр	2	срт Н.Куранах	220			220,65	0,29
Нагр	3	отп НПС-19	220			242,55	10,25
Нагр	4	отп НПС-19	220			242,55	10,25
Ген	5	НПС-15	220	30	7,8	237,4	7,91
Нагр	6	ВГК	110	3,1	1,8	121,92	10,84
Нагр	7	ВГК	110			121,92	10,84
Нагр	8	НПС-16	220	14,7	3,7	238,64	8,47
Нагр	9	НПС-16	220	14,7	3,7	238,65	8,48
Нагр	10	отп.НПС-16	220			238,65	8,48
Нагр	11	отп.НПС-16	220			238,65	8,48
Нагр	12	НПС-19	220	14,3	3,6	243,28	10,58
Нагр	13	НПС-19	220	14,3	3,6	243,28	10,58
Нагр	14	ПС Денисовская	110	0,1	0,1	121,35	10,31
Нагр	15	срт Н.Куранах	220			220,66	0,3
Нагр	16	Н Куранах СКРМ 35 кВ 2	35			33,44	-4,44
Нагр	17	Н Куранах СКРМ 35 кВ	35			33,44	-4,44
Нагр	18	НН Н.Куранах	35	13,6	7	33,45	-4,44
Нагр	19	ПС Дежневская	110	1,8	0,1	121,41	10,38
Ген	20	Томмот	220	18,8	11,8	237	7,73
Нагр	21	Угольная	110	2,3	0,8	120,45	9,5
База	22	Блок 1 210	16	14,1	1,6	16,07	2,03
Ген	23	Блок 2 180	16	15,3	14,2	16,03	1,78
Ген	24	Блок 3 180	16	12,5	12,3	16,05	1,9
Нагр	25	НН НГРЭС	35			39,09	11,69
Нагр	26	НН НГРЭС	35	16,9	14,4	39,09	11,69
Нагр	27	АТ2	220			236,24	7,38
Нагр	28	ПС Юхта	110	0,1	0,1	114,03	3,67
Нагр	29	АТ1	220			236,04	7,29
Ген+	30	Тында	220	134,2	18,4	237,24	7,84
Нагр	31	Чульманская ТЭЦ	110	10,8	8,6	121,03	10,02
Нагр	32	В. Куранах	110	7,9	2,7	113,8	3,46
Нагр	33	Нерюнгринская ГРЭС	110	107,4	69,6	122,01	10,92
Нагр	34	Нерюнгринская ГРЭС	220			242,59	10,27

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8
Нагр	35	НПС-17	220	29,1	9,2	238,02	8,19
Нагр	36	Отп. на НПС-17	220			238,04	8,2
Нагр	37	отп 2 В. Куранах	110			113,82	3,48
Нагр	38	отп 1 В. Курнах	110			113,61	3,28
Нагр	39	отп 2 Рябиновая	110			113,12	2,84
Нагр	40	Лебединый	110	21,8	11,8	112,26	2,05
Нагр	41	Б. Нимныр	110	0,9	0,3	115,05	4,59
Ген	42	ПС Майя	220			235	6,82
Нагр	43	отп на ВГК	110			121,99	10,9
Нагр	44	ЗИФ	110	19,4	8,5	114,08	3,71
Нагр	45	Отп. на НПС-17	220			238,04	8,2
Нагр	46	Нижний Куранах	220			237,44	7,93
Нагр	47	Н Куранах 110	110			114,13	3,75
Нагр	48	М.Нимныр	110	0,3	0,1	117,72	7,02
Нагр	49	Хатыми	110	1	0,4	119,06	8,24
Нагр	50	Инаглинская	110	1,9	0,6	120,65	9,68

По результатам расчётов нормального и послеаварийных режимов следует вводить, что предложенная схема обеспечивает необходимый уровень надёжности электроснабжения потребителей.

Таблица 15 – Параметры ветвей при отключении ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-19

Тип	N_нач	N_кон	Название	Iдоп_расч	I/I_dop	P_нач	Q_нач	I_нач
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Выкл	26	25	НН НГРЭС - НН НГРЭС			7,17	8	155
Выкл	7	6	ВГК - ВГК			0	0	0
Выкл	9	8	НПС-16 - НПС-16					
Выкл	13	12	НПС-19 - НПС-19			14,3	4	35
Выкл	18	17	НН Н.Куранах - Н Куранах СКРМ 35 кВ			0	-15	261
Выкл	18	16	НН Н.Куранах - Н Куранах СКРМ 35 кВ 2			0	-15	261
ЛЭП	19	14	ПС Дежневская - ПС Денисовская	600	24	-30,23	1	144
ЛЭП	34	13	Нерюнгринская ГРЭС - НПС-19	786,9				
ЛЭП	39	38	отп 2 Рябиновая - отп 1 В. Курнах	400	33,6	-15,65	21	134
ЛЭП	48	21	М.Нимныр - Угольная	503,1	22	21,51	-4	107
ЛЭП	33	19	Нерюнгринская ГРЭС - ПС Дежневская	600	24,7	-31,27	1	148
ЛЭП	20	46	Томмот - Нижний Куранах	890,1	12,7	45,69	-2	111
ЛЭП	33	6	Нерюнгринская ГРЭС - ВГК	657,9	2,6	-3,15	-1	16
ЛЭП	43	7	отп на ВГК - ВГК	657,9				
ЛЭП	10	8	отп.НПС-16 - НПС-16	786,9	4,7	-14,7	-4	37
ЛЭП	11	9	отп.НПС-16 - НПС-16	786,9	4,7	-14,7	-4	37
ЛЭП	38	32	отп 1 В. Курнах - В. Куранах	503,1				
ЛЭП	21	50	Угольная - Инаглинская	200	57,9	23,51	-5	115
ЛЭП	21	50	Угольная - Инаглинская	200	57,9	23,51	-5	115
ЛЭП	19	14	ПС Дежневская - ПС Денисовская	600	24	-30,23	1	144
ЛЭП	4	30	отп НПС-19 - Тында	630	26,5	-69,13	9	166
ЛЭП	3	30	отп НПС-19 - Тында	630	26,1	-67,8	9	163
ЛЭП	1	34	НПС-18 - Нерюнгринская ГРЭС	630	39,1	99,22	-5	240
ЛЭП	1	34	НПС-18 - Нерюнгринская ГРЭС	500	48,3	97,11	-5	235

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЛЭП	37	32	отп 2 В. Куранах - В. Куранах	200	21,2	-7,93	-3	42
ЛЭП	45	1	Отп. на НПС-17 - НПС-18	630	32	81,83	-5	199
ЛЭП	36	1	Отп. на НПС-17 - НПС-18	630	32,2	82,16	-5	200
ЛЭП	36	35	Отп. на НПС-17 - НПС-17	890,1	5,7	-20,46	-4	51
ЛЭП	45	35	Отп. на НПС-17 - НПС-17	890,1	2,7	-8,64	-5	24
ЛЭП	37	47	отп 2 В. Куранах - Н Куранах 110	200	21,2	7,93	3	42
ЛЭП	38	47	отп 1 В. Курнах - Н Куранах 110	503,1	26,4	-15,51	21	133
ЛЭП	46	36	Нижний Куранах - Отп. на НПС-17	500	30,3	61,4	-4	150
ЛЭП	46	45	Нижний Куранах - Отп. на НПС-17	500	35,8	72,84	-6	178
ЛЭП	40	39	Лебединый - отп 2 Рябиновая	400	34,2	-15,9	21	137
ЛЭП	40	28	Лебединый - ПС Юхта	400	50,4	37,7	-10	200
ЛЭП	28	41	ПС Юхта - Б. Нимныр	400	50,7	38,92	-9	202
ЛЭП	34	4	Нерюнгринская ГРЭС - отп НПС-19	600	27,7	-69,17	10	166
ЛЭП	41	48	Б. Нимныр - М.Нимныр	400	52,1	40,4	-8	207
ЛЭП	47	44	Н Куранах 110 - ЗИФ	503,1	10,7	-9,7	-4	53
ЛЭП	47	44	Н Куранах 110 - ЗИФ	503,1	10,7	-9,7	-4	54
ЛЭП	48	49	М.Нимныр - Хатыми	200	52,1	20,59	-4	103
ЛЭП	21	49	Угольная - Хатыми	400	27,6	-22,41	5	111
ЛЭП	14	31	ПС Денисовская - Чульманская ТЭЦ	400	35,9	-30,15	1	144
ЛЭП	10	46	отп.НПС-16 - Нижний Куранах	500	18,5	29,86	-5	73
ЛЭП	34	3	Нерюнгринская ГРЭС - отп НПС-19	600	27,2	-67,84	10	163
ЛЭП	11	46	отп.НПС-16 - Нижний Куранах	500	18,4	29,67	-5	73
ЛЭП	20	12	Томмот - НПС-19	786,9	15,4	-29,23	40	121
ЛЭП	46	42	Нижний Куранах - ПС Майя	890,1	10,4	-2,36	34	82
ЛЭП	10	5	отп.НПС-16 - НПС-15	500	9	-15,16	9	43
ЛЭП	11	5	отп.НПС-16 - НПС-15	500	8,9	-14,97	9	42
ЛЭП	14	31	ПС Денисовская - Чульманская ТЭЦ	400	35,9	-30,15	1	144

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЛЭП	50	50	Инаглинская - Инаглинская	200				
ЛЭП	20	42	Томмот - ПС Майя	890,1	9,6	2,34	29	71
ЛЭП	33	43	Нерюнгринская ГРЭС - отп на ВГК	600	24,7	-31,29	1	148
ЛЭП	43	19	отп на ВГК - ПС Дежневская	600	24,7	-31,28	1	148
ЛЭП	50	31	Инаглинская - Чульманская ТЭЦ	200	60,1	24,52	-5	120
ЛЭП	50	31	Инаглинская - Чульманская ТЭЦ	200	60,1	24,52	-5	120
Тр-р	33	22	Нерюнгринская ГРЭС - Блок 1 210			278,14	5	1316
Тр-р	33	23	Нерюнгринская ГРЭС - Блок 2 180			124,31	16	593
Тр-р	34	24	Нерюнгринская ГРЭС - Блок 3 180			127,08	27	309
Тр-р	27	25	АТ2 - НН НГРЭС			-7,18	-8	26
Тр-р	29	26	АТ1 - НН НГРЭС			-9,69	-7	29
Тр-р	34	27	Нерюнгринская ГРЭС - АТ2			106,07	-41	271
Тр-р	34	29	Нерюнгринская ГРЭС - АТ1			105,73	-41	270
Тр-р	27	33	АТ2 - Нерюнгринская ГРЭС			113,49	-23	283
Тр-р	29	33	АТ1 - Нерюнгринская ГРЭС			115,66	-23	289
Тр-р	46	2	Нижний Куранах - срт Н.Куранах			-12,93	-39	101
Тр-р	46	15	Нижний Куранах - срт Н.Куранах			-12,95	-39	101
Тр-р	2	47	срт Н.Куранах - Н Куранах 110			-5,99	-16	44
Тр-р	15	47	срт Н.Куранах - Н Куранах 110			-6,01	-16	44
Тр-р	2	18	срт Н.Куранах - НН Н.Куранах			-6,86	-20	56
Тр-р	15	18	срт Н.Куранах - НН Н.Куранах			-6,86	-20	56

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Чтобы рассчитать токи короткого замыкания на высокой, и низкой сторонах ПС «НПС-19» после её переключения для реальной схемы построим схему замещения, в которую реальные элементы вводятся своими индуктивными сопротивлениями, а нагрузки, система – сопротивлениями и ЭДС.

Схема замещения для расчета симметричного трехфазного короткого замыкания представлена на рисунке 10.

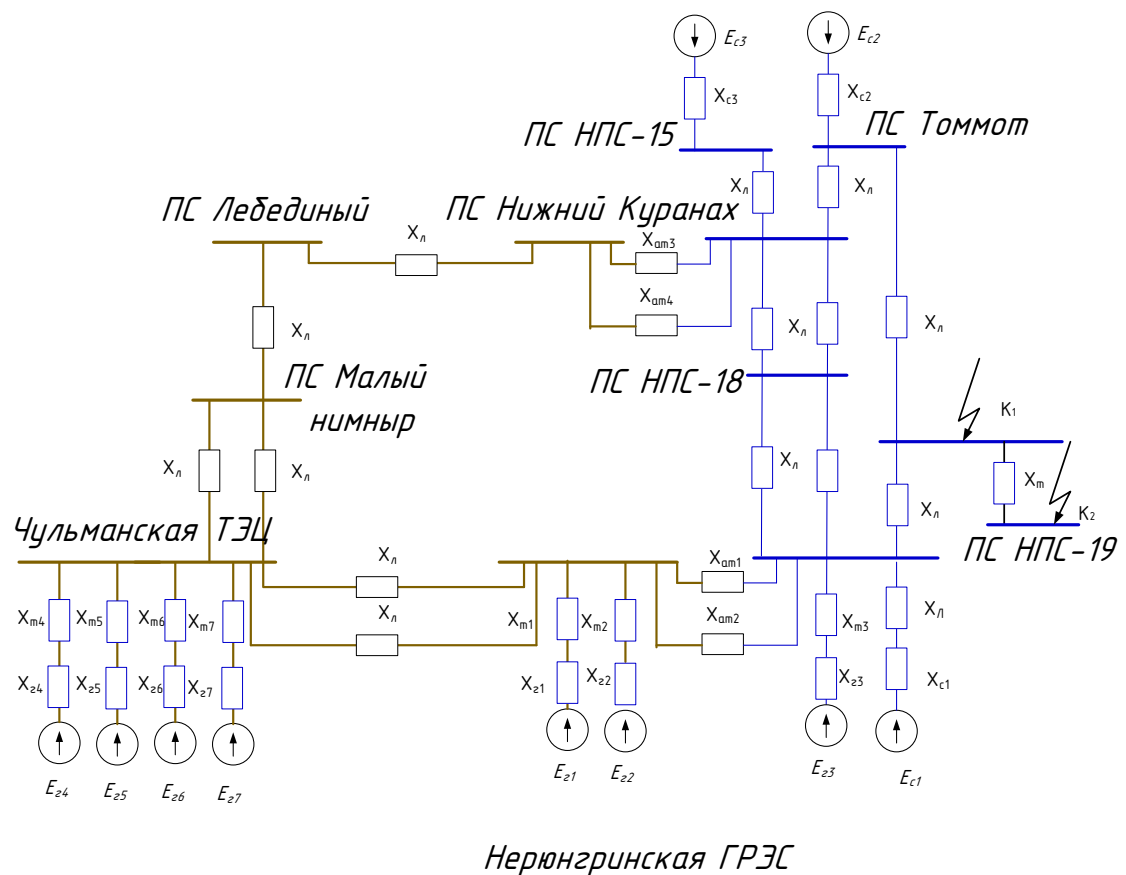


Рисунок 10 – Схема замещения прямой последовательности для расчета КЗ на ПС «НПС-19»

Далее, для каждого элемента схемы замещения определяются параметры.

Так как для расчета используется метод приближенного приведения в относительных единицах, то принимаем базисные условия:

$$S_{\text{баз}} = 100 \text{ МВА}, U_{\text{баз1}} = 230; U_{\text{баз2}} = 115; U_{\text{баз3}} = 10,5 \text{ МВА}$$

Рассчитаем значение базисного тока по формуле:

$$I_{\bar{баз}1} = \frac{S_{\bar{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{баз}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,251 \text{ кА.}$$

$$I_{\bar{баз}2} = \frac{S_{\bar{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{баз}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА.}$$

$$I_{\bar{баз}3} = \frac{S_{\bar{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{баз}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА.}$$

Сопротивление системы будем рассчитывать по формуле:

$$X_c = \frac{S_{\bar{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{баз}} \cdot I_k}, \quad (20)$$

где I_k - трехфазный ток короткого замыкания на шинах системы.

Для ПС «Тында» $I_k = 5.7$ кА, для ПС Томмот $I_k = 1$ кА, -для ПС НПС-15

$I_k = 3.8$ кА,

Сопротивления генераторов рассчитаем по формуле:

$$X_2 = x_{d''} \cdot \frac{S_{\bar{баз}}}{S_{ном}} \quad (21)$$

Листинг расчёта токов КЗ показан в приложении Б.

Полученные значения сопротивлений систем и генераторов приведены в таблице 16.

Таблица 16– Сопротивления генераторов и питающих систем

X_{c1} , (Тында) о.е.	X_{c2} , (Томмот) о.е.	X_{c3} , (НПС-15) о.е.	X_g 1-3 (НГРЭС), о.е.	X_g 4-7 (ЧТЭЦ), о.е.
0,076	0,435	0,114	0,081	0,95

Сопrotивления линий считаем по формуле:

$$X_{л} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_{баз}}{U_{баз}^2} \text{ о.е.}, \quad (22)$$

где X_0 - удельное реактивное сопротивление воздушной линии.

L - длина линии.

Полученные для линий сопротивления приведены в приложении Б.

Для определения сопротивления трансформаторов используем формулу:

$$X_T = \frac{u_k \cdot S_{баз}}{100 \cdot S_{ном}}; \text{ о.е.} \quad (23)$$

Сопротивления трансформаторов приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Значения сопротивлений трансформаторов

Подстанция, Станция	X_T , о.е.
НПС-19	0,3
Нижний Куранах	0,196
Нерюнгринская ГРЭС, АТ	0,112
Нерюнгринская ГРЭС, ТДЦ 250000/110	0,042
Нерюнгринская ГРЭС, ТДЦ 250000/220	0,044
Чульманская ТЭЦ	0,656

После определения параметров преобразуем схему замещения к необходимому расчетному виду

При расчете коротких замыканий сложную схему сворачивают к простейшему виду, представляя в виде одной ветви, либо к семейству радиальных простейших ветвей, сходящихся в месте КЗ, при этом каждая из этих ветвей называется *расчетной схемой замещения*.

В качестве примера рассмотрим расчет трехфазного короткого замыкания на высокой стороне ПС «НПС-19».

В исходной схеме сворачиваем последовательные и параллельные сопротивления (рисунок 11). Формулы для данных преобразований являются простыми и приведен в РУ по ТКЗ [13]

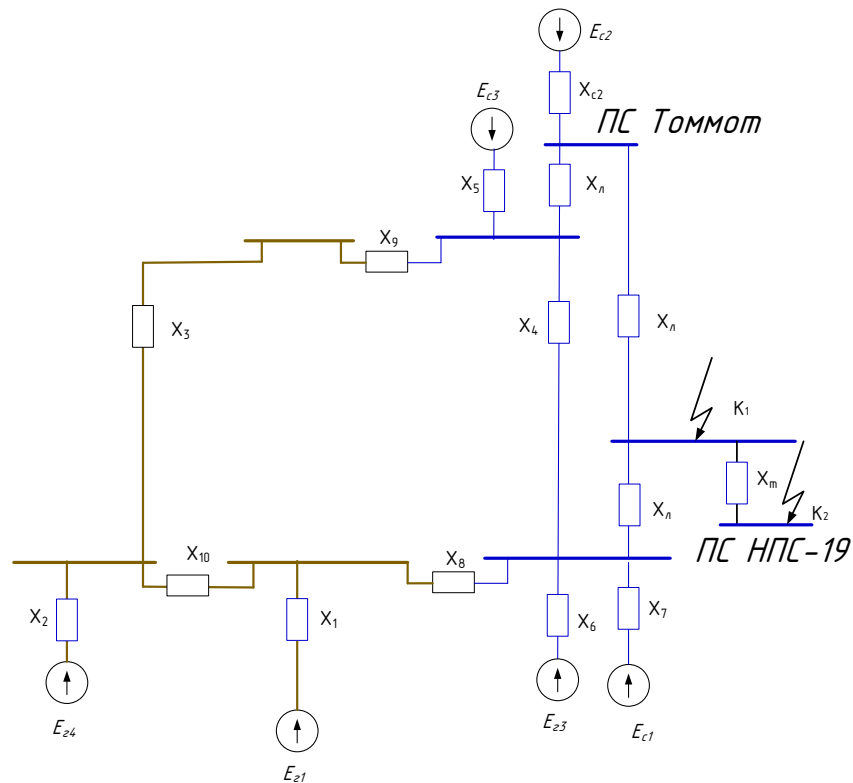


Рисунок 11 – 1 этап преобразования схемы замещения

Далее выполняем преобразование звезды X1-X10-X8 в треугольник X12-X13-X14 и X_{c2}-X_{ВЛТоммот-Кур}- X_{ВЛТоммот-НПС19} (рисунок12) по формулам из [13].

В качестве примера покажем преобразование звезды X1-X10-X8 в треугольник X12-X13-X14:

$$X_{12} = X_{10} + X_8 + \frac{X_{10} \cdot X_8}{X_1}. \quad (24)$$

$$X_{13} = X_1 + X_8 + \frac{X_1 \cdot X_8}{X_{10}}. \quad (25)$$

$$X_{14} = X_{10} + X_1 + \frac{X_{10} \cdot X_1}{X_8}. \quad (26)$$

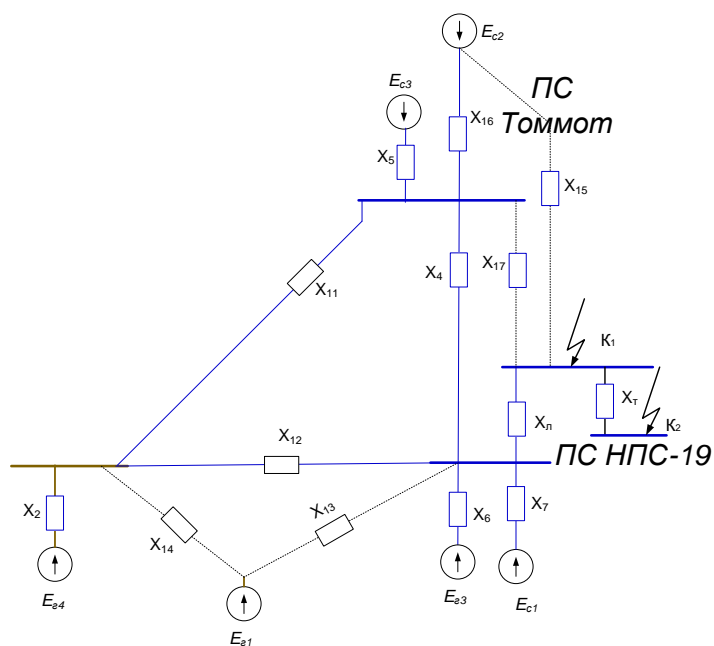


Рисунок 12 – Рисунок – 2 этап преобразования схемы замещения

Разделим связи по ЭДС E_{T1} и E_{C2} . После этого параллельно сложим сопротивления образовавшихся ветвей в X_{18} и X_{20} (рисунок 13).

Преобразуем треугольник X_4 - X_{11} - X_{12} в звезду X_{21} - X_{22} - X_{23} (рисунок 14)

Преобразовываем звезду X_{17} - X_{18} - X_{21} в треугольник X_{25} - X_{26} - X_{27} (рисунок 15).

Преобразовываем треугольник X_{27} - X_{22} - $X_{\text{ВЛНГРЭС_НПС19}}$ в звезду X_{28} - X_{29} - X_{30} (рисунок). Преобразование выполнено по формулам:

$$X_{28} = \frac{X_{27} \cdot X_{\text{НГРЭС_НПС19}}}{X_{27} + X_{\text{НГРЭС_НПС19}} + X_{22}} \quad (27)$$

$$X_{29} = \frac{X_{27} \cdot X_{22}}{X_{27} + X_{\text{НГРЭС_НПС19}} + X_{22}} \quad (28)$$

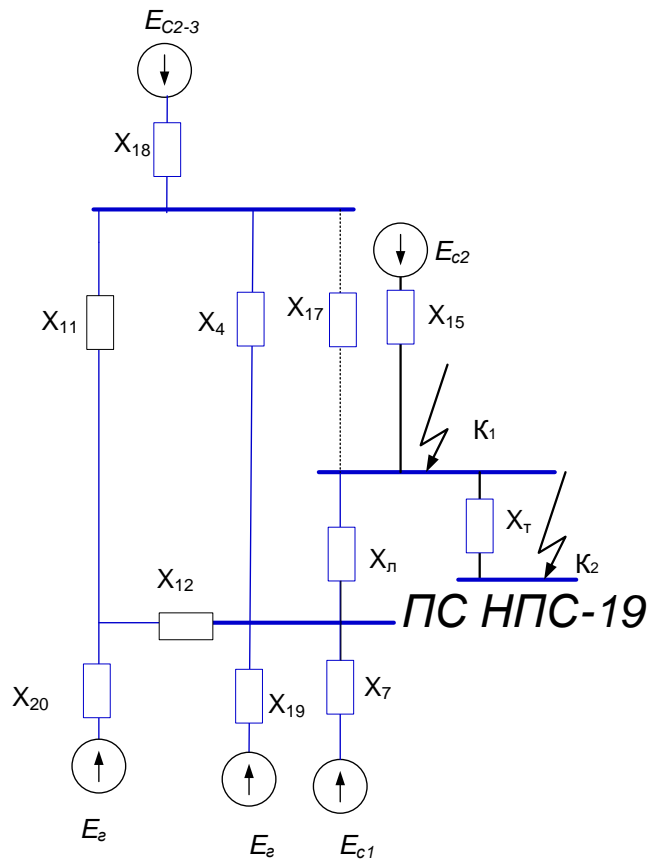


Рисунок 13– 3 этап преобразования

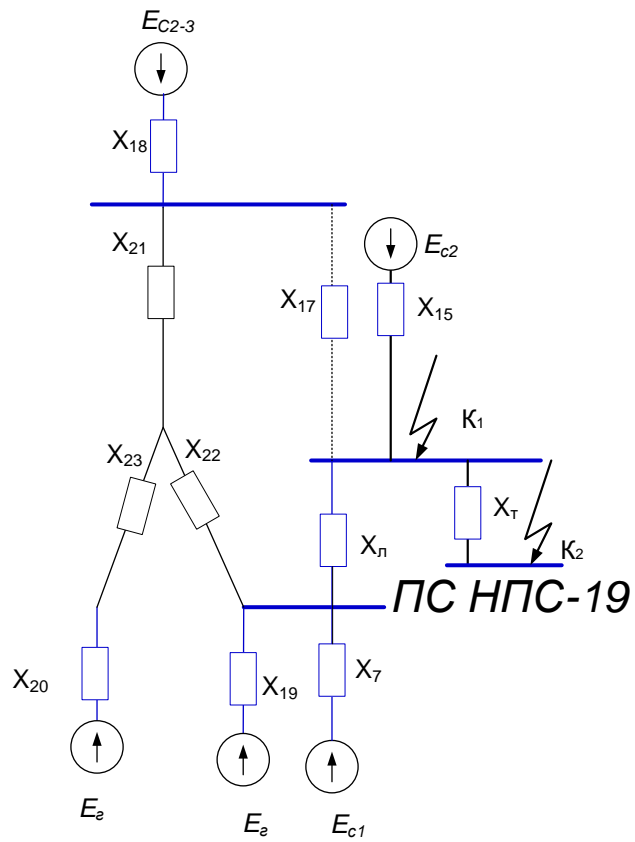


Рисунок 14– 4 этап преобразования

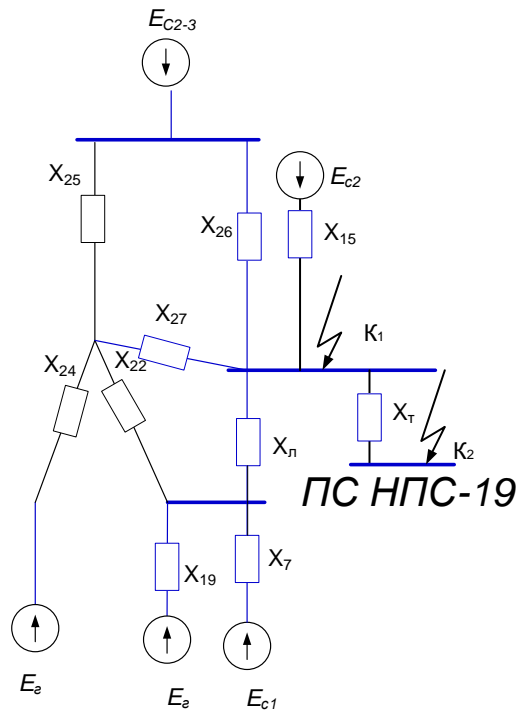


Рисунок 15– 5 этап преобразования

$$X_{29} = \frac{X_{НГРЭС_НПС19} \cdot X_{22}}{X_{27} + X_{НГРЭС_НПС19} + X_{22}}. \quad (29)$$

Получим схему, приведённую на рисунке 16

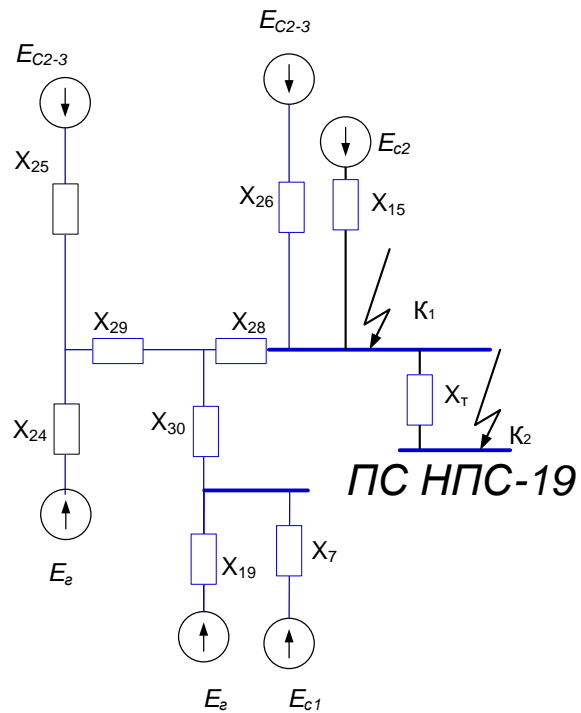


Рисунок 16– 6 этап преобразования

Преобразуем трёх лучевую звезду X25-X29-X24 в двух лучевую X31-X32 и трёх лучевую звезду X7-X19-X30 в двух лучевую X33-X34.

Порядок преобразования следующий

Определяем эквивалентное сопротивление по формуле:

$$X_{\text{э1}} = \frac{1}{\frac{1}{X_{24}} + \frac{1}{X_{25}}}. \quad (30)$$

Определяем результирующее сопротивление

$$X_{\text{рез1}} = X_{\text{э1}} + X_{29}. \quad (31)$$

Определяем коэффициенты:

$$C_1 = \frac{X_{\text{э1}}}{X_{25}}, \quad C_2 = \frac{X_{\text{э1}}}{X_{24}}. \quad (32)$$

Определяем искомые сопротивления для двух лучевой звезды:

$$X_{31} = \frac{X_{\text{рез1}}}{C_1}, \quad X_{32} = \frac{X_{\text{рез1}}}{C_2}. \quad (33)$$

Преобразуем пяти лучевую звезду X28-X31-X32-X33-X34 в четырёхлучевую звезду X36-X37-X38-X39 (рисунок 18)

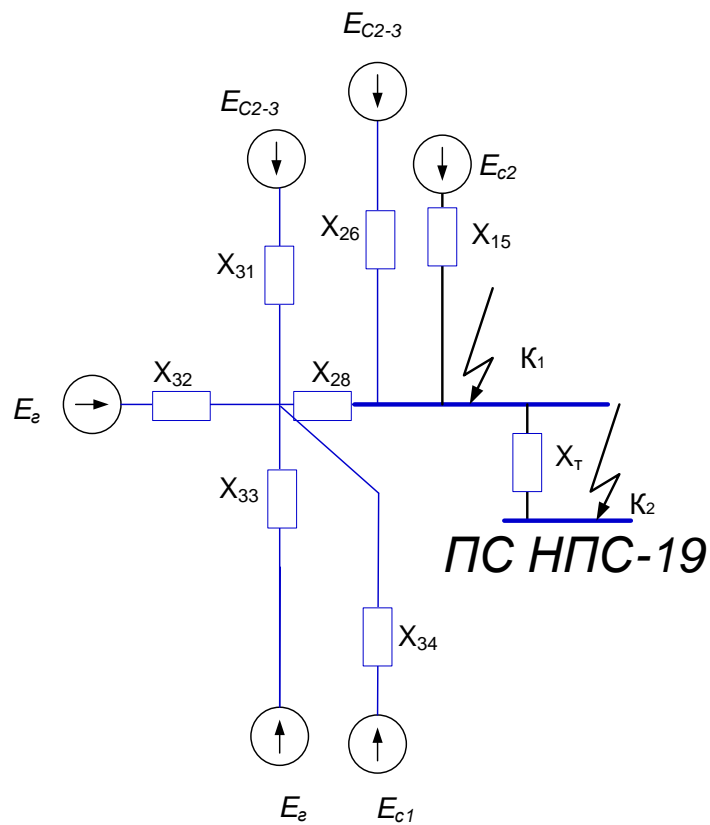


Рисунок 17– 7 этап преобразования

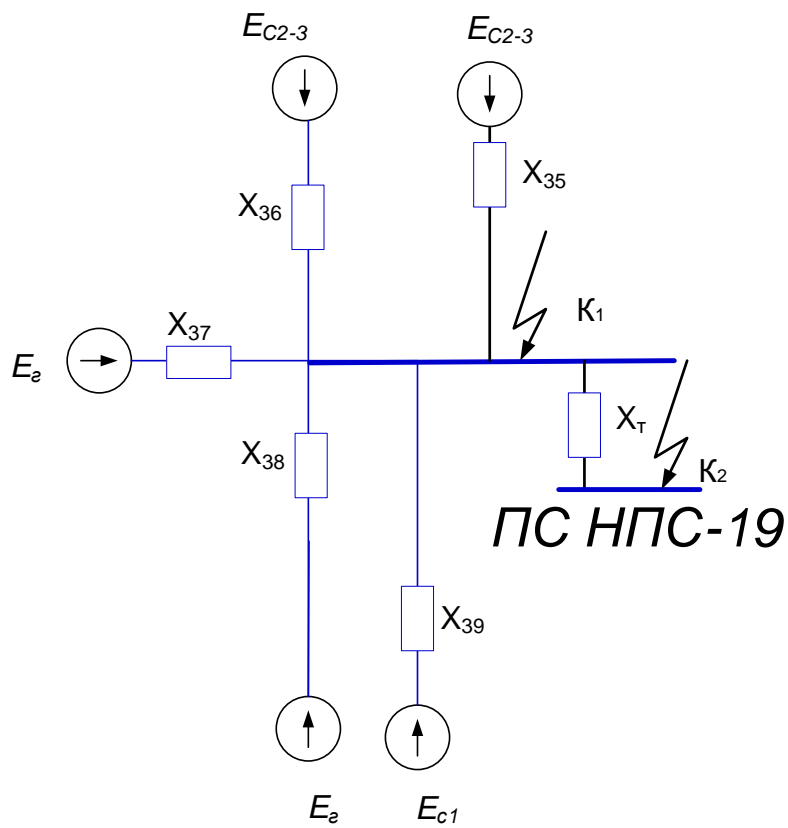


Рисунок 18 –8 этап преобразования

Складываем параллельно сопротивления при ЭДС систем и ЭДС генераторов и получим итоговую расчётную схему.

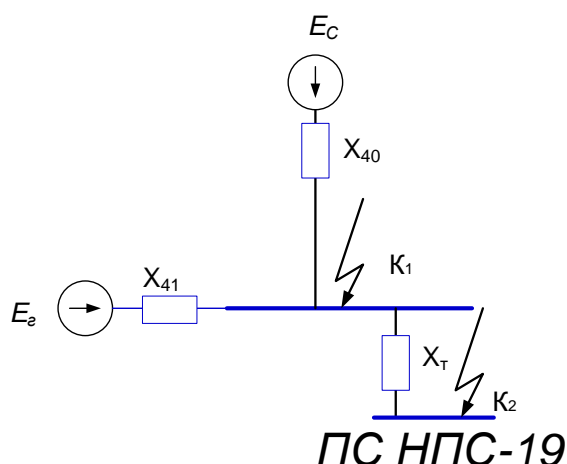


Рисунок 19 – Итоговая расчётная схема для определения ТКЗ в точке К1

Подробные расчеты всех сопротивлений и формулы приведены в приложении Б.

Находим действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в начальный момент времени по формуле:

$$I_{П0} = \frac{E_C}{X_{\Sigma}} \cdot I_{баз} \quad (34)$$

Расчёт выполняется для каждой эквивалентированной ЭДС

Общее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в начальный момент времени для высокой стороны ПС «НПС-19»:

$$I_{П0К1} = I_{П01} + I_{П02} = 8.26 \text{ кА.}$$

Рассчитанные значения периодической составляющей тока КЗ сведем в таблицу 18.

Таблица 18– Значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ в начальный момент времени для ПС «НПС-19»

Ток трёхфазного КЗ	ВН	НН
$I_{П0}$, кА	8,26	17,22

Время затухания периодической составляющей тока КЗ для систем и генераторов принято по данным [14]:

Значения постоянных времени затухания периодической составляющей тока КЗ и ударные коэффициенты приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Значения постоянных времени затухания периодической составляющей тока КЗ

Параметр	Для системы	Для генераторов
T_a	0,03	0,2
куд	1,717	1,95

Ударный находим по следующей формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{3} \cdot I_{П0} \cdot k_{y\partial} \cdot \text{кА}, \quad (35)$$

Рассчитанные значения ударного тока на высокой, средней и низкой сторонах ПС «НПС-19» сведем в таблицу 20.

Таблица 20 – Значения ударного тока на ПС «НПС-19»

Ударный ток	ВН	НН
$i_{y\partial}$, кА	21,63	44,84

Все подробные расчеты приведены в приложении Б.

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ПС НПС-19

5.1 Капиталовложения в реконструкцию

Для оценки величины капиталовложений в реконструкцию ПС НПС-19 используются укрупненные технико-экономические показатели [19]. Объем капиталовложений в реконструкцию состоит из:

- затраты на демонтаж существующих трансформаторов ТРДН-25000/220 $K_{дем}$;
- затраты на монтаж трансформаторов ТРДН-40000/220 $K_{40МВА}$.

При определении уровня цен 2 кв 2019 года для строительства объектов электроэнергетики используется коэффициент инфляции от базовых цен 2000 г. к ценам 2019 г., $K_{инф} = 4,61$ [20]. Используется повышающий зональный коэффициент $K_{нов}=1,7$

Капиталовложения в реконструкцию ПС НПС-19:

$$K=(K_{дем}+K_{40МВА})\cdot K_{инф}\cdot K_{нов};$$

$$K=(0,0344\cdot 2+10\cdot 2)\cdot 4,61\cdot 1,7=157,3 \text{ млн.руб.}$$

5.2 Издержки на реконструкцию

Амортизационные отчисления определяются по формуле:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (36)$$

где K – суммарные капиталовложения в реконструкцию;

$T_{СЛ}$ – срок службы соответствующего оборудования ПС 220 кВ – 20 лет.

$$I_{AM}=157,3/20=7,9 \text{ млн.руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экс}} = K \cdot \alpha_{\text{нс}};$$

$$I_{\text{экс}} = 157,3 \cdot 0,049 = 7,7 \text{ млн.руб.},$$

где $\alpha_{\text{нс}}$ - ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание ПС-220 кВ, 0,049 по [19].

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}, \quad (37)$$

$$I_{\Delta W} = 22605000 \cdot 0,22 = 4,97 \text{ млн.руб.};$$

где ΔW_{Σ} – потери активной энергии в схеме, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии, равная 0,22 руб./ кВт·ч, [21].

$$\Delta W = \Delta P \cdot T_{\text{макс}}; \quad (38)$$

$$\Delta W = 4,11 \cdot 5500 = 22605000 \text{ кВтч}$$

где ΔP – разность в величине потерь активной мощности в схеме до реконструкции 10,28 МВт и после 14,39 МВт, (14,39-10,28=4,11 МВт);

$T_{\text{макс}}$ - число часов максимальных потерь, по [18] принято 5500 ч.

Суммарные издержки:

$$I = I_{\Delta W} + I_{\text{экс}} + I_{\text{АМ}};$$

$$I = 7,9 + 7,7 + 4,97 = 20,5 \text{ млн.руб.}$$

5.3 Чистый доход за расчётный период

Выручка от реализации проекта (эффект), которая в свою очередь зависит от дополнительных объемов продаж электроэнергии потребителю в год и определяется по формуле:

$$Q_{\text{рт}} = P_{\text{макс}} \cdot T \cdot T_{\text{макс}}; \quad (39)$$

$$Q_{pt} = 28,7 \cdot 1,026 \cdot 5500 = 161,9 \text{ млн.руб.}$$

где T –тариф на транспорт электроэнергии по сетям ЕНЭС, принимается 1,026 руб/кВтч [21];

$T_{\text{макс}}$ – число часов максимума нагрузки, 5500 ч по [18];

$P_{\text{макс}}$ – максимальная вводимая нагрузка, 28,7 МВт.

$$ЧД = \sum_m \Phi_m, \quad (40)$$

где Φ_m - результирующие затраты, млн.руб.;

m - шаг расчётного периода, лет.

Расчётный период эксплуатации проекта ведётся с нулевого года, т.е. 0,1,2,3,... n .

Для первого года реализации проекта при условии разделения капиталовложений на 3 года равными частями (по $157,3/3=52$ млн.руб.) величина результирующих затрат Φ_m составит для варианта 1:

$$\Phi_m = \Delta t - (Kt + It) = 0 - 815 = -52 \text{ млн.руб.} \quad (41)$$

5.4 Чистый дисконтированный доход

Определяется по формуле:

$$ЧДД = \sum_m \Phi_m (1 + E_{н.п.})^{T_0 - \tau}, \quad (42)$$

где T_0 – год, к которому приводятся разновременные затраты;

τ – текущий год строительства и эксплуатации.

$E_{нп}$ - ставка дисконтирования, % (определяется исходя из данных Центрального Банка Российской Федерации, 8%, [22]);

ЧД и ЧДД характеризуют превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами соответственно без учета и с учетом неодинаковости эффектов, относящихся к различным моментам времени.

Для первого года реализации проекта:

$$\text{ЧДД} = -52 \cdot (1 + 8/100)^{0-1} = -49 \text{ млн.руб.}$$

5.5 Индекс дисконтированных инвестиций (ИДД)

Индекс доходности дисконтированных инвестиций (ИДД) равен увеличенному на единицу отношению ЧДД к накопленному дисконтированному объему инвестиций. Если ЧДД положителен, то ИДД > 1 и проект эффективен, и наоборот.

Суммарный ЧДД за весь период эксплуатации сети по данным таблицы 24 составляет 10200 млн.руб., тогда

$$\text{ИДД} = 1 + \text{ЧДД}/K; \tag{43}$$

$$\text{ИДД} = 1 + 10200/157,32444,5 = 65, \text{ проект эффективен.}$$

5.6 Дисконтированный срок окупаемости

Для определения дисконтированного срока окупаемости используется таблица 21 с результатами расчёта ЧДД нарастающим итогом, по которой строится график ЧДД для определения дисконтированного срока окупаемости.

Таблица 21 - Расчёт результирующих затрат

год	К, млн. руб	И, млн. руб	Q_{pi} , млн. руб.	Фм, млн. руб.	Фм, накопительный, млн. руб.	ЧД, млн.руб.	ЧДД, млн.руб.	ЧДД накопительный, млн. руб..
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	-52			-52,4	-52,4	-1398,5	-48,5	-48,5
2	-52			-52,4	-104,9	-2796,9	-89,9	-138,4
3	-52			-52,4	-157,3	-4195,4	-124,9	-263,3
4		-21	162	141,4	-15,9	-3260,2	-11,7	-275,0
5		-21	162	141,4	125,5	-2325,1	85,4	-189,5

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6		-21	162	141,4	267,0	-1389,9	168,2	-21,3
7		-21	162	141,4	408,4	-454,7	238,3	217,0
8		-21	162	141,4	549,8	480,5	297,0	514,0
9		-21	162	141,4	691,2	1415,6	345,8	859,8
10		-21	162	141,4	832,6	2350,8	385,7	1245,4
11		-21	162	141,4	974,0	3286,0	417,7	1663,2
12		-21	162	141,4	1115,4	4221,1	442,9	2106,1
13		-21	162	141,4	1256,8	5156,3	462,1	2568,2
14		-21	162	141,4	1398,2	6091,5	476,0	3044,3
15		-21	162	141,4	1539,6	7026,7	485,4	3529,6
16		-21	162	141,4	1681,1	7961,8	490,7	4020,3
17		-21	162	141,4	1822,5	8897,0	492,6	4512,9
18		-21	162	141,4	1963,9	9832,2	491,5	5004,3
19		-21	162	141,4	2105,3	10767,4	487,8	5492,2
20		-21	162	141,4	2246,7	11702,5	482,0	5974,2
21		-21	162	141,4	2388,1	12637,7	474,4	6448,6
22		-21	162	141,4	2529,5	13572,9	465,3	6913,9
23		-21	162	141,4	2670,9	14508,1	454,9	7368,8
24		-21	162	141,4	2812,3	15443,2	443,5	7812,3
25		-21	162	141,4	2953,7	16378,4	431,3	8243,6
26		-21	162	141,4	3095,2	17313,6	418,5	8662,1
27		-21	162	141,4	3236,6	18248,8	405,2	9067,2
28		-21	162	141,4	3378,0	19183,9	391,6	9458,8
29		-21	162	141,4	3519,4	20119,1	377,7	9836,5
30		-21	162	141,4	3660,8	21054,3	363,8	10200,3
всего				3660,8	48892,0	231828,6	10200,3	123827,5

На рисунке 20 покажем график ЧДД для определения дисконтированного срока окупаемости проекта.

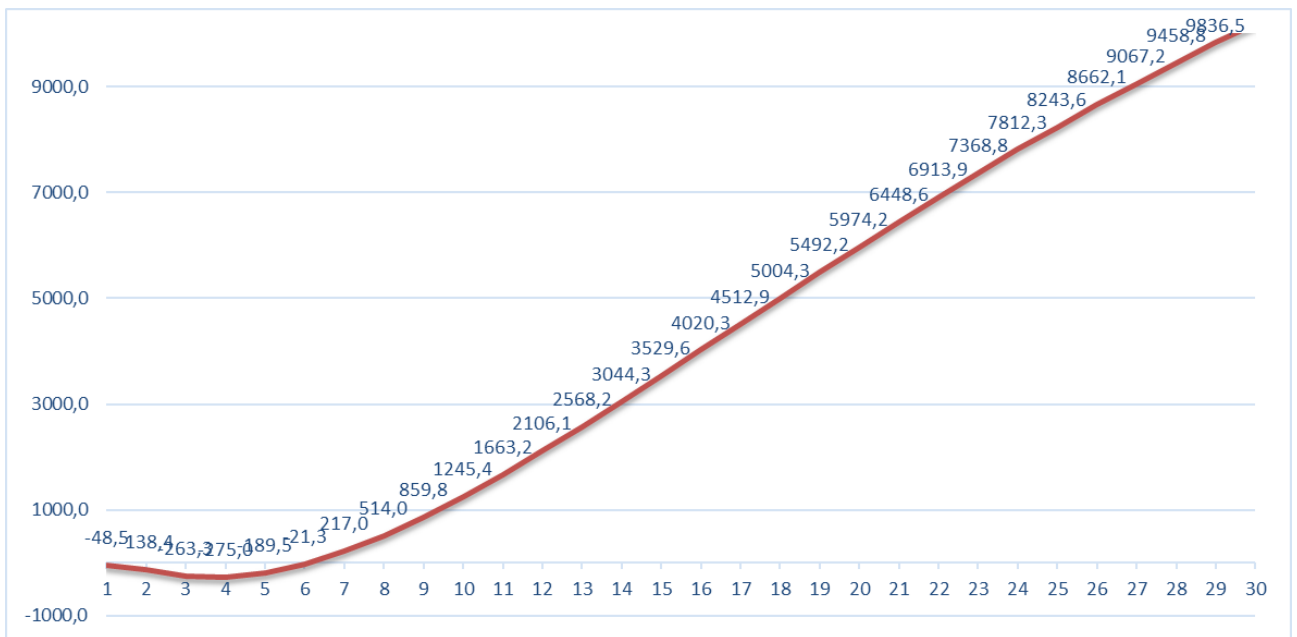


Рисунок 20 – Дисконтированный срок окупаемости

Согласно рисунку 20, дисконтированный срок окупаемости составляет 7 лет

5.7 Коэффициент рентабельности инвестиций

Рентабельность инвестиций оценивается по формуле:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t' - H_t}{K} \quad (44)$$

где \mathcal{E}_t - системный эффект, обусловленный вводом рассматриваемого объекта в год t ;

H_t - налог на прибыль (устанавливается через процент балансовой прибыли, принимается 20% от эффекта).

I_t - общие годовые эксплуатационные расходы по электросетевому объекту без учета затрат на амортизацию;

K - капитальные затраты (инвестиции).

Полученные значения рентабельности должны превышать величину среднего норматива дисконтирования.

$$R_i = \frac{161,9 - 20,5 - 0,2 \cdot 161,9}{151,7} \cdot 100\% = 69\% \geq 8\% ,$$

Затраты на реконструкцию НПС-19 в части установки трансформаторов ТРДН-40000/220 окупятся в течении 7 лет, при этом рентабельность инвестиций на уровне 69%

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ 220 КВ

6.1 Выключатели 220 кВ

Проверяются установленные элегазовые выключатели завода Siemens AG типа 3AP1DT-245 ХЛ1 привод пружинно-моторный [23]. Проверка оборудования проводится по условиям в таблице 22.

Таблица 22 – Выбор и проверка выключателей 220 кВ

Характеристика	Условия выбора	Сравнение с каталожными данными	Вывод по сравнению
Напряжение установки	$U_{уст} \geq U_{ном}$	$220 \geq 220$	проходит
Длительный ток	$I_{ном} \geq I_{рmax}$	$1000 \geq 147$	проходит
Динамическая стойкость	$i_{скв} \geq i_{уд}$	$31,5 \geq 21,6$	проходит
Термическая устойчивость	$B_{к.ном} \geq B_{к}$	$992 \geq 107$	проходит
Отключающая способность	$I_{вкл} \geq I_{по}$	$31,5 \geq 8,3$	проходит
	$I_{откл} \geq I_{пт}$	$31,5 \geq 8,3$	проходит
	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$	$20 \geq 11,7$	проходит
	$\sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{номотк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{н}}{100}\right)$	$17 \leq 64,4$	проходит

Номинальный ток обмотки ВН трансформатора при его перегрузке на 40% определяется по формуле:

$$I_{ном\ 220} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (45)$$

$$I_{ном\ 220} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 147 \text{ А},$$

Ток через трансформатор при перспективной нагрузке определяется по формуле:

$$I_{нагр\ 220} = \frac{\sqrt{P_{персп}^2 + Q_{персп}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_B},$$

$$I_{нагр\ 220} = \frac{\sqrt{37800^2 + 15200^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 107 ,$$

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле::

$$B_{к} = I_{ПО\ 220кВ}^2 \cdot (t_{ов} + t_{сел}) , \quad (46)$$

$$B_{к} = 8,3^2 \cdot (0,055 + 1,5) = 107 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{ов}$ – собственное время отключения выключателя, принимается

$$t_{рз} + t_{отк} = 0,055 \text{ с};$$

$t_{сел}$ - ступень селективности РЗ, принимается 1,5 с от времени срабатывания выключателей 220 кВ на ПС «Томмот».

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} , \quad (47)$$

$$B_{Кном} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2\text{с} ,$$

где $I_{терм}$ - ток термической стойкости, кА;

$t_{терм}$ - время протекания КЗ, с.

Определяется номинальное допустимое значение апериодической составляющей:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{н} \cdot I_{откл\ ном} = \sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 31,5 = 20 \text{ кА}, \quad (48)$$

где $\beta_{н}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_{н}=45\%$;

$I_{откл\ ном}$ – номинальный ток отключения.

Проверка на отключение полного расчётного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{но.к1}}^{(3)} + i_{\text{атк1}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМОТК}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{H}}}{100}\right); \quad (49)$$

$$\sqrt{2} \cdot 8,3 + 5,4 \leq \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot \left(1 + \frac{0,45}{100}\right);$$

$$17 \leq 64,4 \text{ кА.}$$

Выключатель проходит по всем параметрам.

6.2 Разъединители 220 кВ

Проверяются разъединители SGF 245nll*100УХЛ1+Е завода ООО «АББ», Екатеринбург [23]. В таблице 23 указываются условия проверки.

Таблица 23 – Выбор и проверка разъединителей 220 кВ

Характеристика	Условия выбора	Сравнение с каталожными данными	Вывод по сравнению
Напряжение установки	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$	$220 \geq 220$	проходит
Длительный ток	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$	$1600 \geq 147$	проходит
Динамическая стойкость	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$	$32 \geq 21,6$	проходит
Термическая устойчивость	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$	$992 \geq 107$	проходит

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{ПО 220кВ}}^2 \cdot (t_{\text{ос}} + t_{\text{сел}}),$$

$$B_{\text{к}} = 8,3^2 \cdot (0,055 + 1,5) = 107 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}},$$

$$B_{\text{Кном}} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{\text{ос}}$ – собственное время отключения выключателя, принимается

$$t_{\text{рз}} + t_{\text{отк}} = 0,055 \text{ с};$$

$t_{\text{сел}}$ – ступень селективности РЗ, принимается 1,5 с от времени срабатывания выключателей 220 кВ на ПС «Томмот».

$$B_{\text{ном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2\text{с},$$

По сравнению в таблице 6 выбранный разъединитель проходит по всем параметрам.

6.3 Трансформаторы тока 220 кВ

Проверяется трансформатор тока с элегазовой изоляцией СА-245 ХЛ1 в цепи линий и перемычке и SGR 400/1600 в цепях трансформаторов. В таблице 24 указываются условия проверки.

Таблица 24 – Выбор и проверка трансформаторов тока 220 кВ

Характеристика	Условия выбора	Сравнение с каталожными данными	Вывод по сравнению
Напряжение установки	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$	$220 \geq 220$	проходит
Длительный ток	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$	$200 \geq 147$ $400 \geq 147$	проходит
класс точности k_T	$k_T \leq 0,5$	$0,5 \leq 0,5$	проходит
Динамическая стойкость	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$	$45 \geq 21,6$	проходит
Термическая устойчивость	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$	$400 \geq 107$	проходит
Вторичная нагрузка	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	$0,445 \leq 2$	проходит

Тепловой импульс находится по формуле:

$$B_{\text{НК}} = I_T^2 \cdot t_T,$$

$$B_{\text{НК}} = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2\text{с}.$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{ПО 220кВ}}^2 \cdot (t_{\text{ов}} + t_{\text{сел}}),$$

$$B_{\text{к}} = 8,3^2 \cdot (0,055 + 1,5) = 107 \text{ кА}^2\text{с},$$

Принимается $Z_2 \approx r_2$, так как индуктивное сопротивление невелико в соединительных проводах, тогда, Ом:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт.}}, \quad (50)$$

где $r_{\text{приб}}$ - сопротивление приборов, Ом;

$r_{\text{пр}}$ - сопротивление соединительных проводов, Ом;

$r_{\text{конт}}$ - переходного сопротивления контактов, Ом.

Сопротивление приборов находится по таблице 25.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 220 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Е349М	2,5	2,5	2,5
Ваттметр	Ц301/1	3		3
Варметр	Ц301/1	3		3
Счетчик АЭ и РЭ	ЦЭ6850	0,1	0,1	0,1
всего		8,6	2,6	8,6

Мощность вторичной обмотки для выбранного класса точности $S_{2Н}=50$ ВА.

Номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2Н} = \frac{S_{2Н}}{I_2^2}, \quad (51)$$

$$Z_{2Н} = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (52)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{8,6}{5^2} = 0,34 \text{ Ом,}$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Для подключения проводов используется провод АКРВГ $q=4\text{мм}^2$ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=50$ м.

Сопротивление проводов рассчитывается по формуле:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (53)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 50}{4} = 0,35 \text{ Ом},$$

Сопротивление контактов принимается $r_{\text{конг}} = 0,05$ Ом.

Итоговое сопротивление вторичной нагрузки:

$$z_2 = r_{\text{конг}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{приб}}.$$

$$z_2 = 0,34 + 0,35 + 0,05 = 0,74 \text{ Ом}.$$

По сравнению в таблице 24 выбранный трансформатор тока проходит по всем параметрам.

6.4 Трансформатор напряжения 220 кВ

Проверяется трансформатор напряжения ДФК-245 ХЛ1. В таблице 26 указываются условия проверки.

Таблица 26 – Выбор трансформаторов напряжения 220 кВ

Характеристика	Условия выбора	Сравнение с каталожными данными	Вывод по сравнению
Напряжение установки	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$	$220 \geq 220$	проходит
класс точности k_T	$k_T \leq 0,5$	$0,5 \leq 0,5$	проходит
Вторичная нагрузка	$S_{2Y} \leq S_{\text{ном}}$	$24,5 \leq 100$	проходит

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения показывается в таблице 27.

Таблица 27 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 220 кВ

Прибор	Тип	S _{потр.} В*А/Вт	Число приборов	cos(φ)	sin(φ)	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Е349М	2,5	1	1	0	2,5	-
Вольтметр с переключением регистрирующий	Н3095	12	1	1	0	12	-
Ваттметр	Ц301/1	3	1	1	0	3	-
Ва5метр	Ц301/1	3	1	1	0	3	-
Счетчик АЭ	ЦЭ6850	2	1	1	0	2	-
		2	1	1	0	2	-
Итого	-	-	-	-	-	24,5	-

Вторичная нагрузка трансформатора составит:

$$P_{2\Sigma} = 24,5 \text{ Вт,}$$

$$S_{2\Sigma} = 24,5 \text{ ВА.}$$

По сравнению в таблице 9 выбранный трансформатор напряжения проходит по всем параметрам.

6.5 Выбор и проверка токоведущих частей

В РУ 220 кВ и выше применяют гибкие шины, выполненные проводами АС-240.

Проверка гибкой ошиновки:

1 - на нагрев:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{мак}}$$

Принимаем сечение по допустимому току АС - 240.

Т. к. $I_{\text{доп}} = 610 \text{ А}$ больше $I_{\text{мак}} = 147$, то условие выполняется.

2 - на термическое действие КЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C}, \quad (54)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{107 \cdot 10^6}}{91} = 114 \text{ мм}^2, \text{ что меньше сечения } 240 \text{ мм}^2,$$

Проверка по условиям коронирования не производится, т. к. согласно [14], минимально допустимое сечение проводов по условию коронирования на 220 кВ составляет 70 мм².

3 - по условиям схлестывания:

Усилие от длительного протекания тока КЗ:

$$f = \frac{1,5 \cdot I^{(3)^2}}{D} \cdot 10^{-7};$$

$$f = \frac{1,5 \cdot 8300^2}{3,5} \cdot 10^{-7} = 3 \text{ Н/м}$$

Сила тяжести 1 м токопровода (масса 1 м провода АС-240 0,6 кг) определяется:

$$g = 9,8 \cdot 1,1 \cdot 0,6 = 6,4 \text{ Н/м}$$

Принимая время действия РЗ (дифференциальной) $t_3=0,1\text{с}$, находим:

$$t_{\text{эк}} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с};$$

$$\frac{f}{g} = \frac{3}{6,4} = 0,5;$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{эк}}} = \frac{\sqrt{3,5}}{0,15} = 12,5,$$

где h - допустимая стрела провеса по габаритно-монтажным условиям.

Далее по диаграмме [14] определяем $\frac{b}{h} = 0,11$, откуда

$$b = 0.11 \cdot h = 0.11 \cdot 3.5 = 0.39.$$

Допустимое отклонение фазы, м:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - a_{\text{доп}}}{2};$$

$$b_{\text{доп}} = \frac{3.5 - 0.027 - 0.9}{2} = 1.29,$$

где $a_{\text{доп}}$ - наименьшее допустимое расстояние между фазами при их сближении, для 220 кВ $a_{\text{доп}} = 0.9$.

Схлестывания не произойдет, так как

$$b < b_{\text{доп}};$$

$$0,39 < 1,29.$$

Проверка жёсткой ошиновки.

1 - по нагреву в рабочих режимах

Согласно паспортным данным [1] для шин диаметром $D=105$ мм, толщиной стенки $t=5$ мм из сплава 1915Т допустимый рабочий ток составляет 2000А.

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{справ}}, \quad (55)$$

$$147 \text{ А} \leq 2000 \text{ А}, \text{ условие выполняется.}$$

2 – по термической стойкости:

$$B_k = I_{\text{ПО 220кВ}}^2 \cdot (t_{\text{ов}} + t_{\text{сел}}),$$

$$B_k = 8,3^2 \cdot (0.055 + 1,5) = 107 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ – собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0.055$ с;

$t_{кз}$ - расчётная продолжительность КЗ, принимается 1,5 с от момента возникновения КЗ до подачи команды на отключения выключателей ВН.

Термически стойкое сечение определяется по формуле:

$$S_T = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T},$$

$$S_T = \frac{\sqrt{107 \cdot 10^6}}{51} = 203 \text{ мм}^2.$$

Площадь сечения шины равна:

$$S_\phi = \frac{\pi \cdot (D^2 - d^2)}{4},$$

$$S_\phi = \frac{3,14 \cdot (105^2 - 95^2)}{4} = 1570 \text{ мм}^2.$$

Условие проверки:

$$S_T \leq S_\phi,$$

$203 \leq 1570$, условие выполняется.

3 – по механической прочности шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (56)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{21600^2 \cdot 5^2}{37,5 \cdot 2} = 9 \text{ МПа},$$

где $W = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D}$ - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³,

$$W = \frac{3.14 \cdot (10.5^4 - 9.5^4)}{32 \cdot 10.5} = 37.5 \text{ см}^3,$$

a - расстояние между фазами, для ОРУ-220 кВ по ПУЭ равно 2 м ;

l - длина пролета между опорными изоляторами, 9 м.

Шины механически прочны, если $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$, т. е. $9 < 247$ МПа, а также $\sigma_{\text{доп}} \leq 0.7\sigma_{\text{разр}}$, т. е. $247 \leq 0.7 \cdot 353 = 247$. Условия механической прочности соблюдены.

6.6 Выбор и проверка изоляторов

Выбираем опорные полимерные изоляторы марки ОСК-220-1000 с $F_{\text{разр}} = 10000$ Н, [2].

Допустимая нагрузка на головку изолятора для пролёта 9 м:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7},$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{21600^2 \cdot 9}{1} = 727 \text{ Н},$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot F_{\text{разр}},$$

$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н}.$$

Условие проверки:

$$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}},$$

$$6000 \text{ Н} \geq 727 \text{ Н},$$

Условия проверки соблюдаются для пролетов жестких шин 9 м.

Изоляторы 220 кВ выбраны правильно.

6.7 Выбор и проверка устройств ВЧ обработки линии

На стороне 220 кВ устанавливаем высокочастотные заградители типа ВЗ-1250-0.5УХЛ1 ($i_{\text{терм}} = 16 \text{ кА}$, $i_{\text{дин}} = 41 \text{ кА}$) с конденсаторами связи СМП-110/ $\sqrt{3}$ - 6.4.

Сравнение данных приведено в таблице 28.

Таблица 28 – Выбор устройств ВЧ обработки линии 220 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 41 \text{ кА}$ $I_{\text{терм}} = 16 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 147 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 21,6 \text{ кА}$ $I_{\text{по}} = 8,3 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{терм}} \geq I_{\text{по}}$

7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ 10 КВ

7.1 Выбор и проверка КРУ

Проверяются КРУ серии СЭЩ-70 [24], в таблице 29 указываются условия проверки, [8].

Таблица 29 – Выбор и проверка КРУ 10 кВ

Характеристика	Условия выбора	Сравнение с каталожными данными	Вывод по сравнению
Напряжение установки	$U_{уст} \geq U_{ном}$	$10 \geq 10$	проходит
Длительный ток	$I_{ном} \geq I_{рmax}$	$4000 \geq 3237$	проходит
Динамическая стойкость	$i_{скв} \geq i_{уд}$	$51 \geq 44,8$	проходит
Термическая устойчивость	$B_{к.ном} \geq B_{к}$	$1600 \geq 608$	проходит

Номинальный ток обмотки НН трансформатора при его перегрузке на 40% определяется по формуле:

$$I_{ном10} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (57)$$

$$I_{ном10} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3237 \text{ А},$$

Ток через трансформатор при перспективной нагрузке определяется по формуле:

$$I_{нагр10} = \frac{\sqrt{P_{персп}^2 + Q_{персп}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$

$$I_{нагр10} = \frac{\sqrt{37800^2 + 15200^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2355,$$

Номинальный тепловой импульс:

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}},$$

$$B_{\text{Кном}} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле:

$$B_{\text{К}} = I_{\text{ПО}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{ог}} + \Delta t_{\text{СЕЛ}}),$$

$$B_{\text{К}} = 17,2^2 \cdot (0,055 + 2) = 608 \text{ кА}^2\text{с}.$$

где $t_{\text{ог}}$ – собственное время отключения выключателя, принимается

$$t_{\text{рз}} + t_{\text{отк}} = 0,055 \text{ с};$$

$\Delta t_{\text{СЕЛ}}$ - степень селективности РЗ, принимается 2 с.

КРУ СЭЩ-70 проходит по всем условиям.

В КРУ устанавливаются, ТТ, ТН, ОПН, применяется жёсткая ошиновка, опорные изоляторы.

7.2 Выключатели 10 кВ

Проверяются выключатели вакуумные типа ВВУ-СЭЩ-П-10-40/4000 У2 [24]. Проверка оборудования проводится по условиям, показанным в таблице 30.

Таблица 30 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Характеристика	Условия выбора	Сравнение с каталожными данными	Вывод по сравнению
Напряжение установки	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$	$10 \geq 10$	проходит
Длительный ток	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рмах}}$	$4000 \geq 3237$	проходит
Динамическая стойкость	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$	$51 \geq 44,8$	проходит
Термическая устойчивость	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$	$1600 \geq 608$	проходит
Отключающая способность	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$	$40 \geq 17,2$	проходит
	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}$	$40 \geq 17,2$	проходит
	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$	$22,6 \geq 10,7$	проходит
	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{номотк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right)$	$35 \leq 80$	проходит

Номинальный тепловой импульс:

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}},$$

$$B_{\text{Кном}} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{К}} = I_{\text{ПО}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{ог}} + \Delta t_{\text{СЕЛ}}),$$

$$B_{\text{К}} = 17,2^2 \cdot (0,055 + 2) = 608 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Апериодическая составляющая:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном откл}},$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40 = 22,6 \text{ кА},$$

где $\beta_{\text{н}}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_{\text{н}} = 40\%$;

$I_{\text{ном откл}}$ – номинальный ток отключения.

Проверка на отключение полного расчётного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{но 10кВ}}^{(3)} + i_{\text{апс}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{номотк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right);$$

$$\sqrt{2} \cdot 17,2 + 10,7 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{0,40}{100}\right);$$

$$35 \leq 80 \text{ кА}.$$

Выключатели ВВУ-СЭЦ-П-10-40/4000 У2 проверку проходят по всем параметрам.

7.3 Трансформаторы тока 10 кВ

На вводах и в секционной ячейке проверяются трансформаторы тока ТОЛ-СЭЦ-10-У2. В таблице 31 указываются условия проверки.

Таблица 31 – Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ

Характеристика	Условия выбора	Сравнение с каталожными данными	Вывод по сравнению
Напряжение установки	$U_{уст} \geq U_{ном}$	$10 \geq 10$	проходит
Длительный ток	$I_{ном} \geq I_{рmax}$	$4000 \geq 3237$	проходит
класс точности k_T	$k_T \leq 0,5$	$0,5 \leq 0,5$	проходит
Динамическая стойкость	$i_{скв} \geq i_{y\delta}$	$50 \geq 44,8$	проходит
Термическая устойчивость	$B_{к.ном} \geq B_k$	$992,25 \geq 608$	проходит
Вторичная нагрузка	$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$0,48 \leq 0,8$	проходит

Тепловой импульс находится по формуле, [13]:

$$B_{HK} = I_T^2 \cdot t_T,$$

$$B_{HK} = 31,5^2 \cdot 1 = 992,25 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_k = I_{\text{пo}}^{(3)2} \cdot (t_{ог} + \Delta t_{\text{сел}}),$$

$$B_k = 17,2^2 \cdot (0,055 + 2) = 608 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Нагрузка вторичной цепи находится по таблице 32.

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Ввод 10 кВ				
Амперметр	Е349М		2,5	
Ваттметр	Ц301/1	6		6
Счетчик АЭ и РЭ	ЦЭ6850	0,1		0,1
всего		6,1	2,5	6,1
линейные 10 кВ				
Амперметр	Е349М		2,5	
Счетчик АЭ и РЭ	ЦЭ6850	0,1		0,1
Итого		0,1	2,5	0,1
секционный 10 кВ				
Амперметр	Е349М		2,5	
Итого			2,5	

По таблице 32 определяются наиболее загруженные фазы трансформатора тока.

Мощность вторичной обмотки $S_{2H}=20$ ВА.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,1}{5^2} = 0,24 \text{ Ом,}$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{2,5}{5^2} = 0,1 \text{ Ом,}$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечением $q=4$ мм² АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $s=0,0283$. Длину проводов примем $l=20$ м.

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 20}{4} = 0,14 \text{ Ом,}$$

где $r_{\text{КОНТ}}$ - сопротивление контактов ($r_{\text{КОНТ}} = 0,1$ Ом).

$$z_2 = 0,24 + 0,14 + 0,1 = 0,48 \text{ Ом,}$$

$$z_2 = 0,1 + 0,14 + 0,1 = 0,34 \text{ Ом.}$$

По сравнению в таблице 31 выбранный трансформатор тока проходит по всем параметрам.

7.4 Трансформаторы напряжения 10 кВ

Проверяется трансформатор напряжения НАЛИ СЭЦ-10-3. В таблице 33 указываются условия проверки, [24].

Таблица 33 – Выбор трансформаторов напряжения 10 кВ

Характеристика	Условия выбора	Сравнение с каталожными данными	Вывод по сравнению
Напряжение установки	$U_{уст} \geq U_{ном}$	$10 \geq 10$	проходит
класс точности k_T	$k_T \leq 0,5$	$0,5 \leq 0,5$	проходит
Вторичная нагрузка	$S_{2У} \leq S_{ном}$	$48,5 \leq 90$	проходит

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения показывается в таблице 34.

Таблица 34 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	$S_{потр.}$ В*А/Вт	Число приборов	$\cos(\varphi)$	$\sin(\varphi)$	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Е349М	2,5	1	1	0	2,5	-
Вольтметр с переключением регистрирующий	Н3095	12	1	1	0	12	-
Ваттметр	Ц301/1	6	1	1	0	6	-
Счетчик АЭ	ЦЭ6850	2	7	1	0	14	-
		2	7	1	0	14	-
Итого	-	-	-	-	-	48,5	-

Вторичная нагрузка трансформатора составит:

$$P_{2\Sigma} = 48,5 \text{ Вт,}$$

$$S_{2\Sigma} = 48,5 \text{ ВА.}$$

По сравнению в таблице 33 выбранный трансформатор напряжения проходит по всем параметрам.

7.5 Шины 10 кВ

Проверка шин в РУ 10 кВ осуществляется по характеристикам, показанным в таблице 35. Проверяются однополюсные алюминиевые шины прямоугольного сечения $100 \times 10 \text{ мм}^2$ в составе шкафа СЭЩ-70 «САМСОН».

Таблица 35– Выбор и проверка шин 10 кВ

Характеристика	Условия выбора	Сравнение с каталожными данными	Вывод по сравнению
Напряжение установки	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$	$10 \geq 10$	проходит
Длительно допустимый ток	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$	$2000 \geq 1619$	проходит
Минимальное сечение по условию термической стойкости	$q_{\text{факт}} \geq q_{\text{мин}}$	$1000 \geq 271$	проходит
Минимальная длина пролёта	$l_{\text{факт}} \geq l_{\text{мин}}$	$0,7 \geq 0,6$	проходит
Механическая прочность	$\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$	$14,3 < 75$	проходит
	$\sigma_{\text{доп}} \leq 0,7 \sigma_{\text{разр}}$	$14,3 < 0,7 * 130$ $14,3 < 91$	проходит

Минимальное сечение по условию термической стойкости находится по формуле:

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{Bk}}{C},$$

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{608 \cdot 10^6}}{91} = 271 \text{ мм}^2.$$

Принимается расположение шин плашмя (рисунок 21).

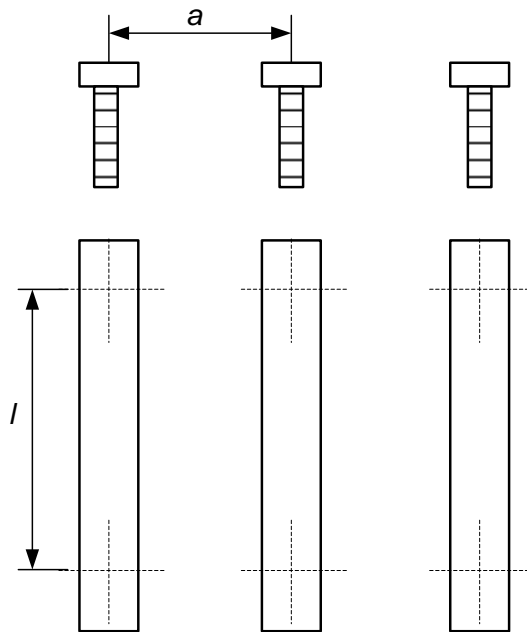


Рисунок 21 - Расположение шин

Минимальная длина пролёта l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l = \sqrt{\frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}}, \quad (58)$$

$$l = \sqrt{\frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{8333}{1000}}} = 0,6,$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, м;

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} - \text{момент инерции шины}; \quad (59)$$

$$J = \frac{100 \cdot 10^3}{12} = 8333 \text{ мм}^4 - \text{момент инерции шины};$$

где b - ширина полосы шины, принимается 100 мм;

h - толщина полосы шины, принимается 10 мм;

q - поперечное сечение шины, равное 1000 мм^2 .

По полученному условию длины пролёта, для ячейки КРУ СЭЩ-70 расстояние между пролётами (по вертикали) принимается 0,7 м.

Механическое напряжение в материале шины определяется по формуле:

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (60)$$

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{44800^2 \cdot 0,7^2}{1,7 \cdot 0,7} = 14,3 \text{ МПа},$$

где $W = \frac{l^2 \cdot 10}{6} = 1,7$ - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³,

a - расстояние между фазами, для КРУ СЭЩ-70 равно 0,7 м ;

l - длина пролета, м.

Выбранный тип шин проходит по всем условиям.

7.6 Выбор ТСН

Для расчёта мощности ТСН на ПС «НПС-27» необходимо перечислить потребителей собственных нужд, таблица 36.

Таблица 36 – Потребители СН

Потребители собственных нужд	Руст, кВт	$tg\varphi$	Qуст, кВт	Sуст, кВт
наружное освещение	12,0	0,17	2,0	12,2
внутреннее освещение КРУ-10	8,0	0,17	1,4	8,1
телесигнализация	8,0	0,3	2,4	8,4
Обогрев в шкафах КРУ-10	140,0	0,5	70,0	156,5
Обогрев В-220	36,0	0,5	18,0	40,2
Обогрев релейных отсеков КРУ-10	36,0	0,2	7,2	36,7
Питание цепей вентилятора	130,0	0,8	104,0	166,5
образование цепей оперативных шинок	8,0	0,3	2,4	8,4
Образование цепей управления ШУ	8,0	0,3	2,4	8,4
Образование цепей сигнализации ШС	8,0	0,3	2,4	8,4
цепи питания РНТ	8,0	0,3	2,4	8,4
Итого	402		214,6	462,0

При двух трансформаторах собственных нужд на ПС, мощность каждого трансформатора определяется по формуле с учётом коэффициента спроса $K_c = 0,8$ [7] и коэффициента допустимой аварийной перегрузки $K_{II} = 1,4$ [7]:

$$S_T = \frac{S_{уст} \cdot K_c}{K_{II}}, \quad (61)$$

$$S_T = \frac{462 \cdot 0,8}{1,4} = 264 \text{ кВА.}$$

Мощность трансформатора принимается из ближайшей большей стандартной номинальной мощности – 400 кВА.

7.7 Предохранители 10 кВ для ТН

Выбирается предохранитель ПКТ101-10-У1, в таблице 37 указываются условия проверки.

Таблица 37 – Выбор предохранителей 10 кВ

Характеристика	Условия выбора	Сравнение с каталожными данными	Вывод по сравнению
Напряжение установки	$U_{уст} \geq U_{ном}$	$10 \geq 10$	проходит
Длительно допустимый ток	$I_{ном} \geq I_{рmax}$	$10 \geq 5,2$	проходит
Отключающая способность	$I_{по} \leq I_{откл ном.}$	$17,2 \leq 20$	проходит

Ток максимального режима определяется по номинальной мощности ТН,

А:

$$I_{р макс} = \frac{S_{ТН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

$$I_{р макс} = \frac{90}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,2.$$

8 РАЗРАБОТКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ РУ ВН ПС

8.1 Расчет заземления

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования на 1.5 м, для того, чтобы человек не попал в зону с наличием потенциала электрического поля, [12].

Рассчитываемое ОРУ 220 кВ имеет размеры $A = 54$ м, $B = 108$ м.

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5); \quad (62)$$

$$S = (54 + 2 \cdot 1.5) \cdot (108 + 2 \cdot 1.5) = 6327 \text{ м}^2$$

Для горизонтальных проводников в сетке выполненных в виде прутков, по условиям механической прочности, принимаем диаметр равный $d = 16$ мм.

Производится проверка выбранного проводника по условиям:

- проверка сечения прутка по условиям механической прочности

$$F_{\text{мн}} = \pi \cdot r^2, \quad (63)$$

$$F_{\text{мн}} = 3,14 \cdot 8^2 = 201, \text{ мм}^2;$$

- проверка сечения прутка по условиям термической стойкости

$$F_{\text{ТС}} = \sqrt{\frac{I_{\text{КЗ}}^2 \cdot t_{\text{откл}}}{400 \cdot \beta}}, \quad (64)$$

$$F_{\text{ТС}} = \sqrt{\frac{8300^2 \cdot 0,1}{400 \cdot 21}} = 28,6 \text{ мм}^2,$$

где $t_{\text{откл}} = 0.1$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

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

I_{K3} - значение тока КЗ на шинах 220 кВ ПС.

- проверка сечения на коррозионную стойкость, мм²:

$$F_{KOP} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}), \quad (65)$$

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

$T = 240$ мес – время использования заземлителя, в месяцах за 20 лет;

a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты аппроксимации, зависящие от грунта, для средней коррозионной активности принимаем равными:

$$a_k = 0,0026; b_k = 0,00915; c_k = 0,0104; \alpha_k = 0,0224;$$

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 2,024 \text{ мм}^2;$$

$$F_{KOP} = 3,14 \cdot 2,024 \cdot (16 + 2,024) = 114,5 \text{ мм}^2.$$

По приведенным выше условиям сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять следующему условию:

$$F_{mn} \geq F_{\min} \geq F_{KOP} + F_{T.C.} \quad (66)$$

$$F_{\min} \geq 114,5 + 28,6 = 143,2 \text{ мм}^2.$$

Принимается расстояние между полосами сетки $l_{п-п} = 6$ м, тогда общая длина полос в сетке определяется по формуле:

$$L_{\Gamma} = \frac{54 + 2 \cdot 1,5}{6} \cdot (108 + 2 \cdot 1,5) + \frac{108 + 2 \cdot 1,5}{6} \cdot (54 + 2 \cdot 1,5) = 2109 \text{ м}. \quad (67)$$

$$\text{Количество горизонтальных полос: } \frac{54 + 2 \cdot 1,5}{6} + \frac{108 + 2 \cdot 1,5}{6} = 28.$$

Принимаем общее число горизонтальных полос $n_{\Gamma} = 28$.

Определяем количество вертикальных электродов. Расстояние между вертикальными электродами принимаем $a = 2 \cdot l_{\text{п-п}} = 12 \text{ м}$.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}; \quad (68)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{6327}}{12} = 27.$$

Расчёт ведётся для одного слоя с сопротивлением $\rho_{\text{ЭКВ}} = 480$, [РД].

$$R_S = \rho_{\text{ЭКВ}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right),$$

$$R_S = 480 \cdot \left(\frac{0.3}{\sqrt{6327}} + \frac{1}{2109 + 27 \cdot 5} \right) = 2,02 \text{ Ом}.$$

Находятся импульсные коэффициенты:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{ЭКВ}} + 320) \cdot (I_m + 45)}}; \quad (69)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{6327}}{(480 + 320) \cdot (8,3 + 45)}} = 0,13;$$

Импульсное сопротивление искусственного заземления подстанции, Ом:

$$R_u = R_S \cdot \alpha_u; \quad (70)$$

$$R_u = 2,02 \cdot 0,13 = 0,27.$$

Сопротивление заземлителя растеканию тока согласно требованиям ПУЭ должно быть не более 0.5 Ом.

Для исключения возможности попадания персонала под действие шагового напряжения, согласно ПУЭ, вокруг фундаментов оборудования на глубине 0,5 м устраивается замкнутый контур и подключается к основному контуру заземления ОРУ ПС.

8.2 Молниезащита ОРУ ПС

Используется система из 4 молниеотводов высотой 25 м. Рассчитывается система молниеотводов 1-2.

Принимаем высоту молниеотвода:

$$H = 76 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты при высоте МО до 150 м включительно:

$$h_{\text{зф}} = 0.85 \cdot H, \quad (71)$$

$$h_{\text{зф}} = 0.85 \cdot 25 = 21,3 \text{ м;}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot H) H; \quad (72)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 25) \cdot 25 = 26,3 \text{ м;}$$

Высота защищаемого объекта принимается для здания ЗРУ-10 кВ:

$$h_i = 9 \text{ м.}$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L = 76 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли для равновеликих МО при $2 \cdot H \leq L \leq 4 \cdot H$, $50 \leq 76 \leq 100$:

$$r_{C0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L - 2 \cdot H)}{H}\right),$$
$$r_{C0} = 26,3 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (76 - 2 \cdot 25)}{25}\right) = 20,8,$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{CX} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L - H), \quad (73)$$
$$h_{CX} = 21,3 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25) \cdot (76 - 25) = 12,2 \text{ м.}$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_X = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_i}{h_{\text{ЭФ}}}\right), \quad (74)$$
$$r_X = 26,3 \cdot \left(1 - \frac{9}{21,3}\right) = 15,1 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{CX} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_i}{h_{CX}}\right), \quad (75)$$
$$r_{CX} = 20,8 \cdot \left(\frac{12,2 - 9}{12,2}\right) = 5,4 \text{ м.}$$

По указанному порядку попарно рассчитываются остальные системы молниеотводов, результат расчёта показан в таблице 38.

Таблица 38 – Зоны защиты

Расчётное значение	Система молниеотводов 1 - 2, 4 - 5	Система молниеотводов 2 - 3, 5 - 6	Система молниеотводов 1 - 4, 2 - 5, 3 - 6
H, м	25,0	25,0	25,0
$h_{эф}$, м	21,3	21,3	21,3
r_0 , м	26,3	26,3	26,3
h_i , м	9,0	9,0	9,0
r_x , м	15,1	15,1	15,1
L, м	76,0	40,0	36,0
$r_{с0}$, м	20,8	26,3	26,3
$h_{сх}$, м	12,2	18,6	19,3
$r_{сх}$, м	5,4	13,5	14,0

8.3 Выбор ограничителей перенапряжений

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$, которое для сетей 10 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot U_{ном.сети}, \quad (76)$$

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ}.$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,52, [13].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{расч} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (77)$$

$$U_{расч} = \frac{10,5}{1,52} = 6,9 \text{ кВ}.$$

По длительному допустимому напряжению выбираем ОПН марки ОПН-П1-10/12/10/2 УХЛ2, [14].

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая предварительно определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ocm}}{Z} \right) \cdot U_{ocm} \cdot 2T \cdot n, \quad (78)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения;

U_{ocm} – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ocm} = 32$ кВ;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 200$ Ом [13];

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов.

Значение U можно рассчитать по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (79)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

k – коэффициент полярности, $k = 0,2 \cdot 10^{-3}$;

l – длина защищенного подхода.

$$U = \frac{45}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2 \cdot 45} = 44,9 \text{ кВ}$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (80)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{0,2}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 0,7326 \text{ мкс.}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(44,9 - 32)}{200} \cdot 96 \cdot 2 \cdot 0,7326 \cdot 2 = 18,2 \text{ кДж.}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}; \tag{81}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{18,2}{10} = 1,82 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П1-10/12/10/2 УХЛ2 с удельной энергоемкостью 2 кДж/кВ.

Для напряжения 220 кВ выбор проводится аналогично.

$$U_{н.р.} = 1,05 \cdot 220 = 231 \text{ кВ.}$$

$$U_{расч} = \frac{231}{1,52} = 152 \text{ кВ.}$$

$$U_{ост} = 400 \text{ кВ;}$$

$$Z = 340 \text{ Ом;}$$

$$U = \frac{450}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2 \cdot 450} = 442 \text{ кВ}$$

$$\mathcal{E} = \frac{(442 - 400)}{340} \cdot 400 \cdot 2 \cdot 0,7326 \cdot 2 = 144,8 \text{ кДж.}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{144,8}{220} = 0,66 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П1-220/154/10/2 III УХЛ1с удельной энергоемкостью 1 кДж/кВ.

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА НА ПС «НПС-19»

9.1 Расчет дифференциальной токовой защиты

Используются блоки микропроцессорной защиты СИРИУС-Т, [27].

Определяются номинальные токи обмоток автотрансформатора, соответствующие его проходной мощности.

Номинальный ток обмотки ВН трансформатора определяется по формуле:

$$I_{ном.220} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (82)$$
$$I_{ном.220} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 100,5 \text{ А},$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора;

U_B - номинальное напряжение обмотки ВН

Номинальный ток обмотки НН трансформатора определяется по формуле:

$$I_{ном.10} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$
$$I_{ном.10} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2202 \text{ А},$$

где U_H - номинальное напряжение обмотки НН

Вторичный ток в плечах защиты определяется по формуле:

$$I_{ном.в} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I}, \quad (83)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы, равный 1 при соединении ТТ в звезду, и $\sqrt{3}$ при соединении в треугольник;

K_I – коэффициент трансформации ТТ, на стороне НН трансформатора $3000/5=600$, на стороне ВН трансформатора $150/5=30$.

Вторичные токи в плечах защиты определенные по формуле:

$$I_{\text{НОМ.В.220}} = \frac{100,5 \cdot \sqrt{3}}{30} = 5,8 \text{ А},$$

$$I_{\text{НОМ.В.10}} = \frac{2202 \cdot 1}{600} = 3,7 \text{ А},$$

Определяются токи небаланса.

$$I_{\text{тá } \Sigma} = I_{\text{тá } \text{òòmax}} + I_{\text{тá } \text{ðáámax}}, \quad (84)$$

где $I_{\text{нб ТТ}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью ТТ;

$I_{\text{нб рег}}$ – составляющая тока небаланса, вызванная регулированием напряжения на трансформаторе;

$$I_{\text{нб ТТ max}} = K_a \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{КЗ НН max}} \quad (85)$$

$$I_{\text{нб ТТ max}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 5,87 = 1720 \text{ А},$$

где $K_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности ТТ ($K_{\text{одн}}=1$ при разных типах ТТ);

K_a – коэффициент, учитывающий увеличение тока КЗ из-за наличия в нём апериодической составляющей ($K_a=1$);

$\varepsilon=0,1$ – допустимая погрешность трансформаторов тока;

$I_{\text{КЗ НН max}}$ – максимальное значение тока трехфазного КЗ на выводах силового трансформатора со стороны противоположной питанию $I_{\text{КЗ НН max}} = I_{\text{но}}^{(3)} = 17,2 \text{ кА}$.

$$I_{\text{нб рег max}} = \frac{\Delta U_{\text{рег}\%}}{100} \cdot I_{\text{но}}^{(3)}, \quad (86)$$

$$I_{\text{нб рег max}} = \frac{12}{100} \cdot 17,2 = 2064 \text{ А},$$

где $\Delta U_{\text{рег}\%}$ – максимальное значение изменения коэффициента трансформации силового трансформатора при регулировании (с РПН $\Delta U_{\text{рег}\%} = 12$).

Ток срабатывания защиты выбирается из двух условий:

- отстройки от максимального тока небаланса:

$$\begin{aligned} I_{c.з.} &\geq K_{зан} \cdot I_{нб \Sigma} , \\ I_{c.з.} &\geq 1.3 \cdot (1720 + 2064) \geq 4919 A , \\ \text{где } K_{зан} &= 1.3 . \end{aligned} \quad (87)$$

- отстройки от номинального тока (обрыв провода во вторичной цепи):

$$\begin{aligned} I_{c.з.} &\geq 3 \cdot I_{ном} , \\ I_{c.з.} &\geq 3 \cdot 100,5 = 301,5 A , \end{aligned} \quad (88)$$

где $I_{ном}$ - первичный номинальный ток.

Принимаем большее значение тока срабатывания защиты $I_{c.з.} = 4919 A$.

Чувствительность защиты проверяем по предварительной формуле:

$$K_{\psi} = \frac{I_{K3 \min}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{I_{c.з.}} = \frac{17200 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{4919} = 3 \geq 2. \quad (89)$$

Условие выполняется.

Определяем ток срабатывания реле (ВН) при отстройке от броска тока намагничивания

$$\begin{aligned} I_{c.р.} &= K_{cx} \cdot \frac{I_{c.з.}}{n_{TA}} , \\ I_{c.р.} &= \sqrt{3} \cdot \frac{4919}{600} = 14,2 A . \end{aligned} \quad (90)$$

Принимаем уставку по току 14,2 А и времени 0,5 с.

9.2 Расчет максимальной токовой защиты

Ток срабатывания защиты определяется по формуле, [28]:

$$I_{c.з.} = \frac{K_u \cdot K_{сам}}{K_B} \cdot I_{раб. max} , \quad (91)$$

$$I_{с.з.} = \frac{1.3 \cdot 1.5}{0.8} \cdot 100,5 = 245 \text{ A},$$

где $I_{\text{раб.маx}}$ - первичный номинальный ток;

K_n - коэффициент надежности, принимается из диапазона (1.2 - 1.3);

$K_{\text{сам}}$ - коэффициент самозапуска, принимается из диапазона (1.5 - 2);

K_B - коэффициент возврата, принимается из диапазона (0.8 - 0.85);

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{17200 \cdot \sqrt{3}}{245 \cdot 30} = 2,03 \geq 1.5. \quad (92)$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 245}{30} = 14,1 \text{ A}. \quad (93)$$

Принимаем уставку по току 14,1 А и времени 0,6 с.

9.3 Расчет защиты от перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется следующим образом:

$$I_{с.з.} = \frac{k_H}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{НОМ}} \quad (94)$$

$$I_{с.з.} = \frac{1.05}{0.8} \cdot 100,5 = 132 \text{ A}$$

где k_H - коэффициент надежности, принимается равным 1.05.

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{100,5 \cdot \sqrt{3}}{30} = 5,8 \text{ A}.$$

Принимаем уставку по току 5,8 А и времени 0,7 с.

9.4 Газовая защита трансформатора

Газовая защита трансформатора основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Основным элементом газовой защиты является газовое реле, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем. Элементы выполнены в виде плоскодонных алюминиевых чашек вращающихся вместе с подвижными контактами вокруг осей. Эти контакты замыкаются с неподвижными контактами при опускании чашек.

На трансформаторе ТРДН-40000/220 и его устройстве РПН используется газовое реле типа РГЧЗ-66, [29].

9.5 Телемеханика

На подстанции установлен шкаф телемеханики (ТМ), предназначенный для сбора информации с устройств установленных на подстанции и передачи её в АСТУЭ подстанции, на ЦДП РДУ и ЦДП МЭС Востока. Сбор информации о схеме первичных коммутационных аппаратов и о параметрах режима выполнен по цифровому каналу с терминала оперативной блокировки, являющегося одновременно и терминалом нижнего уровня ТМ. Сбор информации о работе защит и их неисправности выполнен по цифровому каналу с терминалов защит.

Параметры режима и сигналы обобщенные сигналы неисправности на ПС, не вошедшие в объем информации вышеназванных терминалов поступают на дискретные и аналоговые входы объектового контроллера 30-52. Через устройство ТМ установленное на объекте, организованы команды телеуправления двигателями нагрузки 10 кВ ПС N№1- N№4 с ЦДП РДУ. Шкаф ТМ состоит из коммуникационного контроллера 30- 55, объектового контроллера 80 52 и коммутатора К8С 2100. Объектовый контроллер предназначен для связи с устройствами установленными на ПС по цепям вторичной коммутации (ВК) и передачи этой информации в коммуникационный контроллер. Коммуникационный контроллер предназначен

для организации цифровой связи с терминалами защит, ОБР и ТМ и выдаче этой информации на верхний уровень, [29].

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной ВКР рассматривается воздушная линия 220 кВ «Нерюнгринская ГРЭС-Томмот» и ПС 220 кВ НПС-19, поэтому рассмотрим такие части безопасности жизнедеятельности как:

- безопасность (безопасность человека в производственной среде), включающую: требования к персоналу, выполняющему монтажные работы; безопасность при монтаже и ремонте воздушной линии электропередачи 220 кВ «Нерюнгринская ГРЭС-Томмот»; безопасность при эксплуатации ОРУ 220 кВ; порядок приемки электроустановок в эксплуатацию;

- экологичность. То есть воздействие проектируемых объектов на окружающую среду (природную) и человека вне производства;

- чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть при эксплуатации силовых трансформаторов подстанции «НПС-19» и ВЛ 220 кВ «Нерюнгринская ГРЭС-НПС-19 - Томмот».

10.1 Безопасность

10.1.1 Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы

Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы, связанные со строительством ВЛ 220 кВ «Нерюнгринская ГРЭС-Томмот» и ПС «НПС-19» рассмотрены согласно [9].

Работники электромонтажных организаций должны периодически проходить медицинское освидетельствование.

Перед началом электромонтажных работ на территории строящейся ВЛ или подстанции с рабочими необходимо провести вводный инструктаж и первичный инструктаж по общим правилам ТБ и особым условиям работы.

Электромонтажные работы на территории ПС НПС-19 разрешается производить лицам не моложе восемнадцати лет, которые прошли:

- медицинское обследование;
- обучение безопасным методам труда на конкретном рабочем месте;
- проверку получили соответствующую группу по электробезопасности;

- стажировку на рабочем месте в течение первых трёх-десяти смен под наблюдением опытного специалиста.

Эти лица должны получить допуск к самостоятельной работе.

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

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

Лица, нарушившие технику безопасности несут персональную ответственность в дисциплинарном, административном или уголовном порядке.

Нахождение посторонних лиц, а также работников в нетрезвом состоянии на территории монтажной площадки запрещается.

Все лица, выполняющие электромонтажные работы, должны быть обеспечены спецодеждой, специальной обувью и средствами индивидуальной защиты в соответствии с характером и условиями работы на основании действующих норм.

Все лица, находящиеся на строительной-монтажной площадке, обязаны носить защитные каски и без них к выполнению работ люди не допускаются.

Просроченные средства защиты использовать запрещается.

Все работы со стальными тросами должны выполняться в рукавицах.

На каждом объекте монтажа ВЛ «Нерюнгринская ГРЭС - НПС-19 - Томмот» должны быть аптечка с медикаментами и другие средства для оказания доврачебной помощи пострадавшим от поражения электрическим током и при других несчастных случаях.

Все работники должны быть обеспечены питьевой водой в соответствии с санитарными требованиями.

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

10.1.2 Безопасность при монтаже и ремонте воздушной линии электропередачи 220 кВ «Нерюнгринская ГРЭС- НПС-19-Томмот»

Безопасность при монтаже и ремонте воздушной линии электропередачи 220 кВ «Нерюнгринская ГРЭС- НПС-19-Томмот» обеспечивается соблюдением Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок [9].

На участке, где выполняются работы по монтажу и ремонту воздушной линии электропередачи 220 кВ «Нерюнгринская ГРЭС- НПС-19-Нижний Куранах», опасные для окружающих, необходимо вывешивать предупредительные плакаты, устанавливать специальные ограждения, назначать ответственных дежурных. Все рабочие места на строительной площадке должны быть в темное время достаточно освещены.

Все монтажные работы, выполняемые вблизи токоведущих частей (действующих ВЛ, проходящие вблизи строящейся линии) должны производиться при снятом напряжении.

Работы по монтажу и ремонту воздушной линии электропередачи «Нерюнгринская ГРЭС - НПС-19 - Нижний Куранах» связаны с подъемом людей и материалов на значительную высоту, с применением грузоподъемных машин и прочих механизмов. Это повышает вероятность травмирования людей в случаях их падения с конструкций опор.

Как правило, подъем и опускание одностоечных опор ВЛ производится с помощью стреловых грузоподъемных кранов.

Работающие электромонтажники должны быть обучены сигналам, согласно которым регулируется подъем грузов на высоту или его опускание. При подъеме на стальные опоры при отсутствии вышки или подъемника допускается применение лестниц, которые должны быть надежными и устойчивыми.

Во избежание ушибов и ранений в результате падения с высоты каких-либо деталей или инструментов запрещается находиться под опорой, люлькой подъемника или корзиной вышки во время производства работы, а так же не

разрешается сбрасывать какие-либо предметы с высоты опоры. При подъеме на опору тяжелых деталей оборудования необходимо пользоваться специальной веревкой, перекинутой через блок, при этом подъем груза производит рабочий, стоящий внизу и находящийся несколько в стороне от поднимаемого предмета.

На время работ по монтажу ВЛ «Нерюнгринская ГРЭС-ПС 38 НПС-19-Нижний Куранах» отдельные смонтированные участки длиной 3 км и более необходимо замыкать накоротко и заземлять на случай появления на данном участке ВЛ наведенного напряжения от соседних, находящихся в работе, или от грозового фронта.

Так как строящаяся ВЛ 220 кВ «Нерюнгринская ГРЭС - НПС-19 - Нижний Куранах» будет пересекать автомобильные дороги, не допускается проход людей и проезд транспортных средств во время подъема проводов на опоры ВЛ. Для избегания несчастных случаев в местах пересечений с ВЛ устанавливаются предупредительные плакаты и сторожевые посты.

10.2 Безопасность при эксплуатации ОРУ 220 кВ «НПС-19»

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния на ОРУ ПС «НПС-19» должны быть выбраны и установлены с учётом следующих особенностей:

1) вызываемые нормальными условиями работы подстанции усилия, нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления не могли привести к повреждению оборудования и возникновению короткого замыкания, а также причинить вред обслуживающему персоналу;

2) при нарушении нормальных условий работы подстанции была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3) при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному

осмотру, замене и ремонтам без нарушения нормальной работы соседних цепей;

4) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

На ПС «НПС-19» устанавливаются открытые ножевые разъединители. При их использовании для отключения и включения тока ненагруженных трансформаторов, зарядного или уравнивающего тока линий электропередачи, тока замыкания на землю расстояния между токоведущими частями и от токоведущих частей до земли должны соответствовать требованиям настоящей главы и специальных директивных документов.

Строительные конструкции, находящиеся вблизи токоведущих частей и доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока до температуры 50 °С и выше; недоступные для прикосновения — до 70 °С и выше.

Конструкции могут не проверяться на нагрев, если по находящимся вблизи них токоведущим частям проходит переменный ток 1000 А и менее.

Во всех цепях РУ должна быть предусмотрена установка разъединяющих устройств с видимым разрывом, обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, отделителей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. п.) каждой цепи от сборных шин, а также от других источников напряжения.

На ОРУ 220 кВ ПС «НПС-19» должен быть предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений; габарит проезда должен составлять как минимум 4 м по ширине и высоте, для проезда ремонтных механизмов.

Дежурный персонал, обслуживающий ПС «НПС-19», должен располагать схемами и указаниями по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных условиях.

РУ высокого напряжения «НПС-19» должны быть оборудованы блокировкой, предотвращающей возможность ошибочных действий персонала. Блокировочные устройства должны быть всегда опломбированы.

10.2.1 Порядок приемки ПС «НПС-19» в эксплуатацию

Смонтированное электрооборудование должно быть принято в эксплуатацию в порядке, установленном действующими Правилами технической эксплуатации [10].

Реконструируемая ПС «НПС-19» и установленное на ней электрооборудование должны быть подвергнуты приемо-сдаточным испытаниям и введены в промышленную эксплуатацию только после приемки их приемочными комиссиями согласно действующим Правилам [10].

Согласно ПТЭ [10] перед приемкой в эксплуатацию ПС «НПС-19» должны быть проведены:

- приемо-сдаточные испытания оборудования и пусконаладочные испытания отдельных систем подстанции;

- в период строительства и монтажа зданий и сооружений промежуточные приемки узлов оборудования и сооружений, в том числе скрытых работ.

Приемо-сдаточные испытания оборудования и пусконаладочные испытания отдельных систем должны быть проведены подрядчиком (генподрядчиком) по проектным схемам после окончания всех строительных и монтажных работ по сдаваемой подстанции.

Если в ходе строительства и монтажа допущены дефекты и недоделки, а также дефекты оборудования, выявленные в процессе приемо-сдаточных и пусконаладочных испытаний, они должны быть устранены подрядными организациями и заводами-изготовителями до приемки ПС «НПС-19» в эксплуатацию.

Для принятия в эксплуатацию ВЛ 220 кВ «Нерюнгринская ГРЭС-ПС-19-Томмот» необходимо произвести комплексное опробование линии электропередачи (проверку изоляторов; проверку контактных соединений проводов; измерение сопротивления заземления опор и тросов).

«Комплексное опробование линий электропередачи считается успешно проведенным при условии нормальной и непрерывной работы под нагрузкой в течение 24 ч.» [10]

10.2.2 Порядок приемки нового оборудования ПС «НПС-19» в эксплуатацию

Смонтированное электрооборудование должно быть принято в эксплуатацию в порядке, установленном действующими правилами [10].

Вновь установленное на ПС «НПС-19» электрооборудование должно быть подвергнуто приемо-сдаточным испытаниям и введены в промышленную эксплуатацию только после приемки их приемочными комиссиями согласно действующим положениям [10].

Согласно ПТЭ [10] *«Перед приемкой в эксплуатацию ПС «НПС-19» должны быть проведены: приемо-сдаточные испытания оборудования и пусконаладочные испытания отдельных систем подстанции; в период строительства и монтажа зданий и сооружений промежуточные приемки узлов оборудования и сооружений, в том числе скрытых работ. Приемо-сдаточные испытания оборудования и пусконаладочные испытания отдельных систем должны быть проведены подрядчиком по проектным схемам после окончания всех строительных и монтажных работ по сдаваемой подстанции».*

Все выявленные дефекты и недоделки, устраняются подрядными организациями и заводами-изготовителями до приемки нового оборудования ПС «НПС-19» в эксплуатацию.

10.3 Экологичность

10.3.1 Отвод земли под воздушную линию электропередачи 220 кВ «Нерюнгринская ГРЭС- НПС-19-Томмот»

Отвод земли под воздушную линию электропередачи «Нерюнгринская ГРЭС- НПС-19-Томмот» производится согласно [15].

Минимальный размер земельного участка для установки опоры ВЛ 220 кВ «Нерюнгринская ГРЭС-ПС 38 НПС-19-Нижний Куранах» определяется как:

площадь контура, отстоящего на 1,5 метра от контура проекции опоры на поверхность земли, т.к. трасса проектируемой воздушной линии проходит по земельными участками сельскохозяйственного назначения.

Конкретные размеры земельных участков для установки опор воздушной линии электропередачи «Нерюнгринская ГРЭС-ПС 38 НПС-19-Нижний Куранах» определяются исходя из необходимости закрепления опор в земле, размеров и типов опор, несущей способности грунтов и необходимости инженерного обустройства площадки опоры с целью обеспечения ее устойчивости и безопасной эксплуатации.

Земельные участки (части земельных участков), используемые хозяйствующими субъектами в период строительства, представляют собой полосу земли по всей длине воздушной линии электропередачи, ширина которой превышает расстояние между осями крайних фаз на 2 метра с каждой стороны.

10.3.2 Защита от загрязнений трансформаторным маслом

На проектируемой подстанции «НПС-19» принимаются к установке два трансформатора ТРДН-40000/220 с массой масла 27,6 т. Согласно ПУЭ [11] для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов с массой масла более 1 т должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

Для предохранения почвы от загрязнения маслом, которое может вытечь из трансформатора при аварии, согласно «Нормы технического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ», предусмотрено сооружение маслосборников. Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла трансформаторов, а также 80% (с учетом 30-и минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды, с выводом сигнала на щит управления.

Приведем расчет маслоприемника с отводом масла для трансформатора

ТРДН-40000/220 подстанции «НПС-19», габариты которого следующие: длина трансформатора 8,9 м, ширина – 5,5 м, высота – 5 м. Масса трансформаторного масла 27,6 т [1].

1. Маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла свыше 20 тонн выполняются с отводом масла. Определяем размеры маслоприемника (рисунок 22).

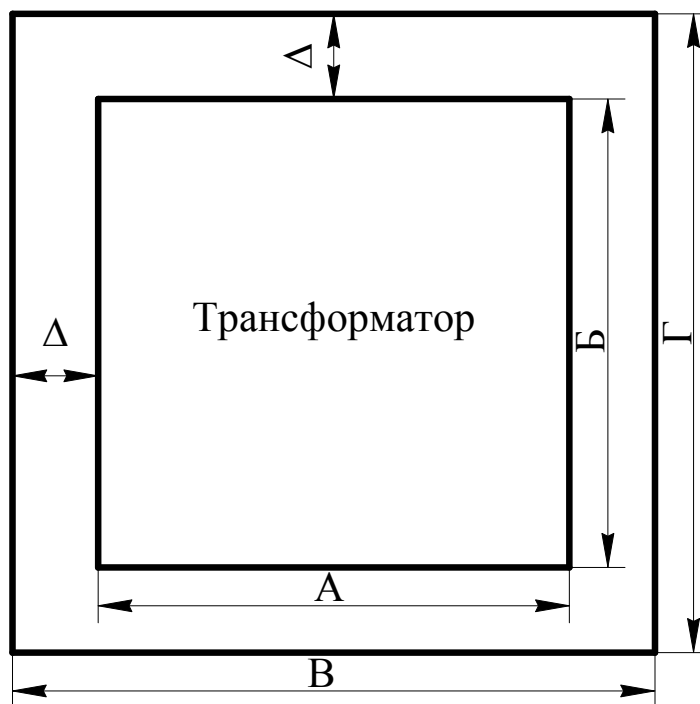


Рисунок 22 – Габариты маслоприемника

$$B = A + 2 \cdot \Delta, \text{ м}, \quad (95)$$

где B – длина маслоприемника;

A – длина трансформатора ($A=8,9$ м);

Δ – выступ за габариты трансформатора, $\Delta = 1.5$ м (т.к. масса масла от 10 до 50 т.).

$$B = 8,9 + 2 \cdot 1,5 = 11,9 \text{ м}$$

$$Г = B + 2 \cdot \Delta, \text{ м}, \quad (96)$$

где $Г$ – ширина маслоприемника;

B – ширина трансформатора ($B=5,5$ м).

$$Г = 5,5 + 2 \cdot 1,5 = 8,5 \text{ м}$$

$$S_{МП} = B \cdot \Gamma, \text{ м}^2, \quad (97)$$

где $S_{МП}$ – площадь маслоприемника.

$$S_{МП} = 11.9 \cdot 8.5 = 101.15 \text{ м}^2$$

2. Рассчитаем объем маслоприемника для приёма 100% объема масла, залитого в трансформатор.

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}, \text{ м}^3, \quad (98)$$

где V_{TM} – объем трансформаторного масла;

M_{TM} – масса трансформаторного масла;

ρ_{TM} – плотность трансформаторного масла.

$$\rho_{TM} = 880 \text{ кг/м}^3$$

$$V_{TM} = \frac{27600}{880} = 31.36 \text{ м}^3$$

$$V_{МП(TM)} = V_{TM} = 31.36 \text{ м}^3$$

3. Определяем глубину маслоприемника.

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике.

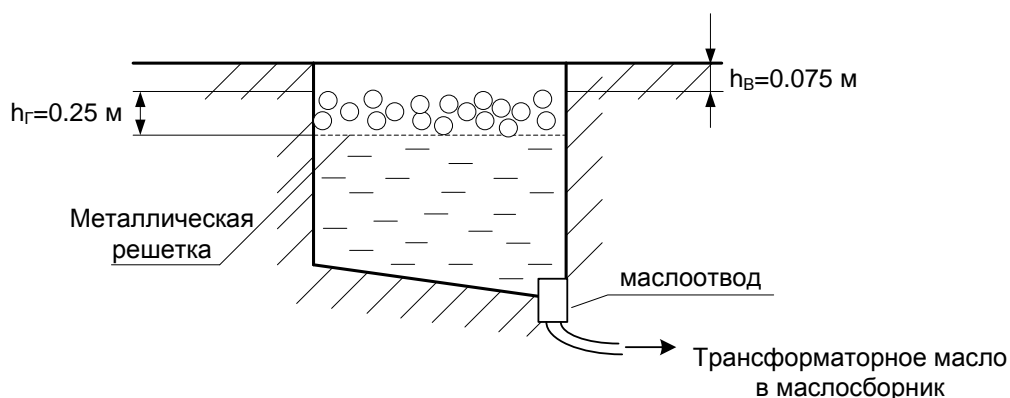


Рисунок 23 – Конструкция маслоприемника с отводом масла

$$h_{МП} = h_{TM} + h_{\Gamma} + h_{\text{В}} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}} + h_{\Gamma} + h_{\text{В}}, \text{ м}, \quad (99)$$

где $h_{МП}$ – глубина маслоприемника;

$h_{Г}$ – толщина щебня;

$h_{В}$ – воздушный зазор.

$$h_{МП} = \frac{31.36}{101.15} + 0.25 + 0.075 = 0.64 \text{ м}$$

Через масло отвод трансформаторное масло уходит в маслосборник.

4. Рассчитаем объем маслосборника

Так как маслосборник должен вмещать полный объем масла автотрансформатора, а также 80% воды от средств пожаротушения, то рассчитаем сначала объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{H_2O} = t \cdot I \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \text{ м}^3, \quad (100)$$

где t – нормативное время пожаротушения тушения, $t = 1800$ с;

I – интенсивность пожаротушения, $I = 0.2$ л/с · м²;

$S_{БПТ}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора, определяется по формуле:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H = 2 \cdot (8.9 + 5.5) \cdot 5 = 144 \text{ м}^2, \quad (101)$$

$$V_{H_2O} = 1800 \cdot 0.2 \cdot (101.15 + 144) = 88254 \text{ л} = 88.254 \text{ м}^3$$

$$V_{МСБ(ТМ+H_2O)} = V_{ТМ} + 0.8 \cdot V_{H_2O}, \text{ м}^3, \quad (102)$$

$$V_{МСБ(ТМ+H_2O)} = 31.36 + 0.8 \cdot 88.254 = 101.96, \text{ м}^3$$

Таким образом, по результатам расчета основных размеров маслоприёмника получены следующие параметры систем отвода масла: длина маслоприёмника – 11,9 м; ширина маслоприёмника – 8,5 м; площадь

маслоприёмника – 101,15 м²; объём масла в трансформаторе – 31,36 м³; глубина маслоприёмника – 0,64 м; объём маслосборника 101,96 м³.

Следовательно, защита окружающей среды от загрязнения трансформаторным маслом на подстанции «НПС-19» выполнена в соответствии с ПУЭ [11].

10.4 Чрезвычайные ситуации

В данном пункте описываются основные мероприятия обеспечивающие пожарную безопасность на ПС кВ 220 «НПС-19» согласно Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий [12].

После проведения реконструкции на подстанции «НПС-19» будет установлено два трансформатора ТРДН-40000/220 масса трансформаторного масла в одном автотрансформаторе – 27,6 тонн.

На ПС согласно Правил должны быть разработаны следующие документы: Инструкция о мерах пожарной безопасности, Инструкция по обслуживанию установок пожаротушения, Инструкция по обслуживанию установок пожарной сигнализации, Оперативные карточки пожаротушения ПС «НПС-19».

Кроме того, для оперативного персонала ПС НПС-19 должны разрабатываться планы и графики проведения противопожарных тренировок, обучения и проверки знаний.

Согласно Правил пожарной безопасности [12] в случае пожара на подстанции «НПС-19», он будет относиться к классу Е – пожары, связанные с горением электроустановок. Поэтому на подстанции необходимо принять к установке пожарные щиты очагов пожара класса Е (тип ЩП-Е). Пожарные щиты комплектуются первичными средствами пожаротушения, немеханизированными пожарным инструментом и инвентарем. На проектируемой подстанции «НПС-19» пожарный щит ЩП-Е должен быть оснащен [3, 12]:

- Двумя порошковыми огнетушителями вместимостью 5 литров;
- Двумя порошковыми огнетушителями вместимостью 10 литров;

- Двумя пенными и водными огнетушителями вместимостью 10 литров.
- Крюком с деревянной рукояткой;
- Комплектом для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик,
- Полотном противопожарным
- Лопатой совковой
- Ящиком для песка 0,5 м³

Комплектация щита пожарного ЩП-Е показана на рисунке 24.



Рисунок 24 – Комплектация щита пожарного ЩП-Е

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов.

Песок используется для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. Хранят его в ящиках вместе с лопатой. На ОРУ ящики с песком ставятся у трансформаторов. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым.

Регулярный контроль за содержанием, поддержанием хорошего эстетического вида и постоянной готовностью к действию первичных средств тушения пожара ПС «НПС-19» должны осуществлять назначенные для этого лица, а также работники объектовой пожарной охраны [12]. Порядок, периодичность обслуживания и применения огнетушителей должен соответствовать техническим условиям предприятий-изготовителей, а также требованиям “Типовой инструкции по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на объектах энергетической отрасли”.

Для тушения пожара предусматривается противопожарный водопровод с питанием от существующей внешней сети или от самостоятельного источника водоснабжения.

При установке трансформаторов на ПС между ними необходимо установить разделительные перегородки. Разделительные перегородки должны иметь предел огнестойкости не менее 1,5 ч, ширину не менее ширины маслоприемника (гравийной подсыпки) и высоту не менее высоты вводов высшего напряжения. Перегородки устанавливаем за пределами маслоприемника. Расстояние в свету между автотрансформаторами и перегородкой должно быть не менее 1,5 м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы проведены анализ электрических сетей рассматриваемого района, проведён структурный анализ сети расчет и прогнозирование электрических нагрузок. В ВКР разработан оптимальный вариант перевода ПС НПС-19 на новые ВЛ 220 кВ.

Выполнены расчёты и анализ электрических режимов после переподключения ПС «НПС-19».

Проверено существующее оборудования 220-10 кВ на ПС «НПС-19» после замены силового трансформатора на ПС «НПС-19».

Разработана система молниезащиты и заземления ПС «НПС-19».

Выбраны и проверены средства релейной защиты и автоматики трансформаторов «Сириус-Т».

Приведена характеристика безопасности и экологичности варианта модернизации ПС «НПС-19».

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. 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.
3. Комплектация щита пожарного ЩП-Е [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.fire-service.ru/oborudovanie/shchity-pozharnye/shchit-pozharnyj-shchp-e.html> (дата обращения: 05.06.2019).
4. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153-34.20.118.-2003 Утверждено приказом Минэнерго России от 30.06.03 №281
5. Нерюнгринская ГРЭС. Энциклопедия Ростепло. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rosteplo.ru/> (дата обращения: 20.05.2019).
6. Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.rastrwin.ru>. (дата обращения: 5.06.2019).
7. Официальный сайт Акционерное Общество "Уралэлектротяжмаш". Каталог продукции. Трансформаторно-реакторное оборудование. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.uetm.ru/directrequest/files/default/get-file?name=149f1b37e97add9bf393bbdc90de9c30.pdf> (дата обращения: 1.06.2019).
8. Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.
9. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок утв. Приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24 июля 2013 года N 328н [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/499037306>

10. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации утв. приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. N 229)/ [Электронный ресурс]. Режим доступа:

<http://base.garant.ru/186039/#ixzz5pqfSuIMi> (дата обращения: 20.05.2019).

11. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Вводится в действие с 1 ноября 2003 г.

12. РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями).

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

14. 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.

15. СН 14278-т1 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ».

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

17. Схема и программа развития электроэнергетики ЕЭС России на 2018-2024 гг [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/11323> (дата обращения: 19.05.2019).

18. Схема и программа развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2018-2022 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://mingkh.sakha.gov.ru/files/front/download/id/1875128> (дата обращения: 20.05.2019).

19. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750 кВ. СТО 56947007-29.240.014-2008 СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС»

2008 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.014-2008.pdf> (дата обращения: 23.05.19)

20. Письмо заместителя министра Минстроя России №1408-ЛС/09 от 22.01.2019.

21. Постановление от 28.12.2018г. №226 Государственного комитета по ценовой политике – Региональной энергетической комиссии Республики Саха (Якутия) «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Республики Саха (Якутия) на 2019 год.»

22. Уровень Инфляции в России// Уровень инфляции: URL: <https://bankirsha.com/uroven-inflyacii-v-rossiyskoy-federacii-po-godam.html> (дата обращения: 3.06.19)

23. Официальный сайт АББ-Россия: URL: <https://new.abb.com/high-voltage/ru> (дата обращения: 10.06.19)

24. Официальный сайт ЗАО «ГК «Электрощит» -ТМ Самара» URL: <https://electroshield.ru/> (дата обращения: 10.06.19)

25. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 1999.

26. Иманов, Г. М. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трёхфазного переменного тока. Г. М. Иманов, Ф. Х. Халилов, А. И. Таджибаев. – СПб. : ПЭИПК, 2004. — 58 с.

27. Официальный сайт АО «РАДИУС Автоматика» URL: <https://www.rza.ru/catalog/zashita-i-avtomatika-silovih-trancformatorov-i-atotransfomatorov/sirius-t.php> (дата обращения: 10.06.19)

28. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. М.А. Шабад. - СПб.: ПЭИПК, 2003. - 4-е изд., перераб. и доп. - 350 стр.. ил.

29. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118-2003. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Результат расчёта режимов существующей сети

Таблица А.1 – Узлы. Нормальный режим

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	dV
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	1	НПС-18	220	10,3	5,2			242,66	10,3
Нагр	2	срт Н.Куранах	220					225,07	2,31
Нагр	3	отп НПС-19	220					243,18	10,54
Нагр	4	отп НПС-19	220					243,17	10,53
Ген	5	НПС-15	220	13,5	3,5		-35,2	237,4	7,91
Нагр	6	ВГК	110	2,7	1,5			122,11	11,01
Нагр	7	ВГК	110					122,11	11,01
Нагр	8	НПС-16	220	7,4	1,8			240,16	9,17
Нагр	9	НПС-16	220	7	1,8			240,16	9,16
Нагр	10	отп.НПС-16	220					240,17	9,17
Нагр	11	отп.НПС-16	220					240,16	9,16
Нагр	12	НПС-19	220	4,8	1,2			243,14	10,52
Нагр	13	НПС-19	220	4,3	1,1			243,15	10,52
Нагр	14	ПС Денисовская	110	0,1	0,1			121,69	10,62
Нагр	15	срт Н.Куранах	220					225,08	2,31
Нагр	16	Н Куранах СКРМ 35 кВ 2	35					34,24	-2,18
Нагр	17	Н Куранах СКРМ 35 кВ	35					34,24	-2,18
Нагр	18	НН Н.Куранах	35	11,8	6			34,24	-2,17
Нагр	19	ПС Дежневская	110	1,5	0,1			121,74	10,67
Ген	20	Томмот	220	16,2	10,2		-46,3	237	7,73
Нагр	21	Угольная	110	2	0,7			121,11	10,1

Продолжение Приложения А

продолжение таблица А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
База	22	Блок 1 210	16	14,1	1,6	190,6	28,7	16,07	2,03
Ген	23	Блок 2 180	16	15,3	14,2	140	34,1	16,03	1,78
Ген	24	Блок 3 180	16	12,5	12,3	140	43,2	16,05	1,9
Нагр	25	НН НГРЭС	35					39,02	11,47
Нагр	26	НН НГРЭС	35	16,9	14,4			39,01	11,47
Нагр	27	АТ2	220					236,67	7,58
Нагр	28	ПС Юхта	110	0,1	0,1			116,49	5,9
Нагр	29	АТ1	220					236,47	7,48
Ген+	30	Тында	220	134,2	18,4		-5	237,06	7,76
Нагр	31	Чульманская ТЭЦ	110	9,4	7,4			121,44	10,4
Нагр	32	В. Куранах	110	6,9	2,3			115,99	5,44
Нагр	33	Нерюнгринская ГРЭС	110	92,6	60			122,2	11,09
Нагр	34	Нерюнгринская ГРЭС	220					243,25	10,57
Нагр	35	НПС-17	220	14,2	4,5			240,8	9,45
Нагр	36	Отп. на НПС-17	220					240,81	9,46
Нагр	37	отп 2 В. Куранах	110					116,01	5,46
Нагр	38	отп 1 В. Курнах	110					115,9	5,37
Нагр	39	отп 2 Рябиновая	110					115,54	5,03
Нагр	40	Лебединый	110	18,8	10,2			114,86	4,42
Нагр	41	Б. Нимныр	110	0,8	0,2			117,35	6,68
Ген	42	ПС Майя	220				-74,4	235	6,82
Нагр	43	отп на ВГК	110					122,19	11,08
Нагр	44	ЗИФ	110	16,7	7,3			116,24	5,67
Нагр	45	Отп. на НПС-17	220					240,8	9,46
Нагр	46	Нижний Куранах	220					239,46	8,85
Нагр	47	Н Куранах 110	110					116,28	5,71
Нагр	48	М.Нимныр	110	0,2	0,1			119,39	8,54

Продолжение Приложения А

продолжение таблица А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	49	Хатыми	110	0,9	0,3			120,28	9,35
Нагр	50	Инаглинская	110	1,6	0,5			121,22	10,2

Таблица А.2 – Ветви. Нормальный режим

Тип	N_нач	N_кон	Название	Идоп_расч	I/I_dop	P_нач	Q_нач	I_нач
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Выкл	26	25	НН НГРЭС - НН НГРЭС			8,32	10	195
Выкл	7	6	ВГК - ВГК			0	0	0
Выкл	9	8	НПС-16 - НПС-16					
Выкл	13	12	НПС-19 - НПС-19					
Выкл	18	17	НН Н.Куранах - Н Куранах СКРМ 35 кВ			0	-16	267
Выкл	18	16	НН Н.Куранах - Н Куранах СКРМ 35 кВ 2			0	-16	267
ЛЭП	19	14	ПС Дежневская - ПС Денисовская	600	17,2	-21,73	0	103
ЛЭП	3	13	отп НПС-19 - НПС-19	786,9	1,4	-4,61	0	11
ЛЭП	39	38	отп 2 Рябиновая - отп 1 В. Курнах	400	17,4	-5,62	13	69
ЛЭП	48	21	М.Нимныр - Угольная	503,1	14,4	14,11	-2	69
ЛЭП	33	19	Нерюнгринская ГРЭС - ПС Дежневская	600	17,8	-22,63	1	107
ЛЭП	20	46	Томмот - Нижний Куранах	890,1	9	16,23	29	80
ЛЭП	33	6	Нерюнгринская ГРЭС - ВГК	657,9	2,5	-2,95	-2	16
ЛЭП	43	7	отп на ВГК - ВГК	657,9				
ЛЭП	10	8	отп.НПС-16 - НПС-16	786,9	2,5	-7,86	-2	20
ЛЭП	11	9	отп.НПС-16 - НПС-16	786,9	2,4	-7,44	-2	19
ЛЭП	38	32	отп 1 В. Курнах - В. Куранах	503,1				
ЛЭП	21	50	Угольная - Инаглинская	200	38,7	15,6	-4	77
ЛЭП	21	50	Угольная - Инаглинская	200	38,7	15,6	-4	77

Продолжение Приложения А

продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЛЭП	19	14	ПС Дежневская - ПС Денисовская	600	17,2	-21,73	0	103
ЛЭП	4	30	отп НПС-19 - Тында	630	28	-72,83	7	174
ЛЭП	3	30	отп НПС-19 - Тында	630	27,5	-71,44	8	171
ЛЭП	1	34	НПС-18 - Нерюнгринская ГРЭС	630	21,7	52,94	1	126
ЛЭП	1	34	НПС-18 - Нерюнгринская ГРЭС	500	26,9	51,81	2	123
ЛЭП	37	32	отп 2 В. Куранах - В. Куранах	200	18,9	-7,15	-3	38
ЛЭП	45	1	Отп. на НПС-17 - НПС-18	630	18	46,5	9	113
ЛЭП	36	1	Отп. на НПС-17 - НПС-18	630	18,1	46,68	9	114
ЛЭП	36	35	Отп. на НПС-17 - НПС-17	890,1	3,1	-10,98	-4	28
ЛЭП	45	35	Отп. на НПС-17 - НПС-17	890,1	1,2	-4,14	-1	10
ЛЭП	37	47	отп 2 В. Куранах - Н Куранах 110	200	18,8	7,15	3	38
ЛЭП	38	47	отп 1 В. Курнах - Н Куранах 110	503,1	13,5	-5,59	12	68
ЛЭП	46	36	Нижний Куранах - Отп. на НПС-17	500	18,1	35,6	12	90
ЛЭП	46	45	Нижний Куранах - Отп. на НПС-17	500	21,3	42,23	13	106
ЛЭП	40	39	Лебединый - отп 2 Рябиновая	400	18,1	-5,69	13	73
ЛЭП	40	28	Лебединый - ПС Юхта	400	31,8	25,07	-2	127
ЛЭП	28	41	ПС Юхта - Б. Нимныр	400	32	25,62	-3	128
ЛЭП	34	4	Нерюнгринская ГРЭС - отп НПС-19	600	31	-78,02	7	186
ЛЭП	41	48	Б. Нимныр - М.Нимныр	400	33,2	26,66	-3	132
ЛЭП	47	44	Н Куранах 110 - ЗИФ	503,1	9,5	-8,69	-4	48
ЛЭП	47	44	Н Куранах 110 - ЗИФ	503,1	9,5	-8,69	-4	48
ЛЭП	48	49	М.Нимныр - Хатыми	200	33,4	13,37	-2	65
ЛЭП	21	49	Угольная - Хатыми	400	18,2	-14,64	4	73
ЛЭП	14	31	ПС Денисовская - Чульманская ТЭЦ	400	25,7	-21,66	0	103
ЛЭП	10	46	отп.НПС-16 - Нижний Куранах	500	10,9	14,96	2	36
ЛЭП	34	3	Нерюнгринская ГРЭС - отп НПС-19	600	30,3	-76,1	8	182
ЛЭП	11	46	отп.НПС-16 - Нижний Куранах	500	10,9	14,65	2	36

Продолжение Приложения А

продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЛЭП	4	12	отп НПС-19 - НПС-19	786,9	1,6	-5,15	0	12
ЛЭП	46	42	Нижний Куранах - ПС Майя	890,1	11,1	-0,85	32	76
ЛЭП	10	5	отп.НПС-16 - НПС-15	500	10,1	-7,1	0	17
ЛЭП	11	5	отп.НПС-16 - НПС-15	500	10,2	-7,21	0	17
ЛЭП	14	31	ПС Денисовская - Чульманская ТЭЦ	400	25,7	-21,66	0	103
ЛЭП	50	50	Инаглинская - Инаглинская	200				
ЛЭП	20	42	Томмот - ПС Майя	890,1	9,5	0,82	29	72
ЛЭП	33	43	Нерюнгринская ГРЭС - отп на ВГК	600	17,8	-22,64	1	107
ЛЭП	43	19	отп на ВГК - ПС Дежневская	600	17,8	-22,64	1	107
ЛЭП	50	31	Инаглинская - Чульманская ТЭЦ	200	40,8	16,51	-4	81
ЛЭП	50	31	Инаглинская - Чульманская ТЭЦ	200	40,8	16,51	-4	81
Тр-р	33	22	Нерюнгринская ГРЭС - Блок 1 210			175,93	13	834
Тр-р	33	23	Нерюнгринская ГРЭС - Блок 2 180			124,14	12	589
Тр-р	34	24	Нерюнгринская ГРЭС - Блок 3 180			126,93	21	305
Тр-р	27	25	АТ2 - НН НГРЭС			-8,33	-10	33
Тр-р	29	26	АТ1 - НН НГРЭС			-9,88	-10	34
Тр-р	34	27	Нерюнгринская ГРЭС - АТ2			66,76	-40	184
Тр-р	34	29	Нерюнгринская ГРЭС - АТ1			66,73	-39	183
Тр-р	27	33	АТ2 - Нерюнгринская ГРЭС			75,26	-24	193
Тр-р	29	33	АТ1 - Нерюнгринская ГРЭС			76,79	-24	197
Тр-р	46	2	Нижний Куранах - срт Н.Куранах			-15,45	-34	90
Тр-р	46	15	Нижний Куранах - срт Н.Куранах			-15,47	-34	90
Тр-р	2	47	срт Н.Куранах - Н Куранах 110			-9,49	-11	37
Тр-р	15	47	срт Н.Куранах - Н Куранах 110			-9,51	-11	38
Тр-р	2	18	срт Н.Куранах - НН Н.Куранах			-5,89	-20	54
Тр-р	15	18	срт Н.Куранах - НН Н.Куранах			-5,89	-20	54

Продолжение Приложения А

Результаты расчёта послеаварийного режима с отключением наиболее загруженной ветви - ВЛ 220 кВ Тында –
Нерюнгринская ГРЭС с отпайкой на ПС НПС-19 № 1

Таблица А.3 – Узлы

Тип	Номер	Название	U ном	P н	Q н	P г	Q г	V	dV
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	1	НПС-18	220	10,3	5,2			241,46	9,75
Нагр	2	срт Н.Куранах	220					224,6	2,09
Нагр	3	отп НПС-19	220					240,59	9,36
Нагр	4	отп НПС-19	220					240,55	9,34
Ген	5	НПС-15	220	13,5	3,5		-33,2	237,4	7,91
Нагр	6	ВГК	110	2,7	1,5			121,72	10,65
Нагр	7	ВГК	110					121,72	10,65
Нагр	8	НПС-16	220	7,4	1,8			239,94	9,06
Нагр	9	НПС-16	220	7	1,8			239,94	9,06
Нагр	10	отп.НПС-16	220					239,94	9,06
Нагр	11	отп.НПС-16	220					239,94	9,06
Нагр	12	НПС-19	220	4,8	1,2			240,54	9,33
Нагр	13	НПС-19	220	4,3	1,1			240,54	9,33
Нагр	14	ПС Денисовская	110	0,1	0,1			121,3	10,27
Нагр	15	срт Н.Куранах	220					224,61	2,1
Нагр	16	Н Куранах СКРМ 35 кВ 2	35					34,16	-2,39
Нагр	17	Н Куранах СКРМ 35 кВ	35					34,16	-2,39
Нагр	18	НН Н.Куранах	35	11,8	6			34,17	-2,38
Нагр	19	ПС Дежневская	110	1,5	0,1			121,35	10,32
Ген	20	Томмот	220	16,2	10,2		-41,1	237	7,73
Нагр	21	Угольная	110	2	0,7			120,73	9,75
База	22	Блок 1 210	16	14,1	1,6	187,1	36,2	16,07	2,03

Продолжение Приложения А

продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ген	23	Блок 2 180	16	15,3	14,2	140	42	16,03	1,78
Ген	24	Блок 3 180	16	12,5	12,3	140	62,6	16,05	1,9
Нагр	25	НН НГРЭС	35					38,91	11,17
Нагр	26	НН НГРЭС	35	16,9	14,4			38,91	11,17
Нагр	27	АТ2	220					235,98	7,26
Нагр	28	ПС Юхта	110	0,1	0,1			116,19	5,63
Нагр	29	АТ1	220					235,85	7,2
Ген+	30	Тында	220	134,2	18,4		-5	221,47	0,67
Нагр	31	Чульманская ТЭЦ	110	9,4	7,4			121,05	10,05
Нагр	32	В. Куранах	110	6,9	2,3			115,75	5,23
Нагр	33	Нерюнгринская ГРЭС	110	92,6	60			121,81	10,73
Нагр	34	Нерюнгринская ГРЭС	220					241,03	9,56
Нагр	35	НПС-17	220	14,2	4,5			240,08	9,13
Нагр	36	Отп. на НПС-17	220					240,09	9,13
Нагр	37	отп 2 В. Куранах	110					115,77	5,24
Нагр	38	отп 1 В. Курнах	110					115,65	5,14
Нагр	39	отп 2 Рябиновая	110					115,28	4,8
Нагр	40	Лебединый	110	18,8	10,2			114,59	4,17
Нагр	41	Б. Нимныр	110	0,8	0,2			117,03	6,39
Ген	42	ПС Майя	220				-73,9	235	6,82
Нагр	43	отп на ВГК	110					121,79	10,72
Нагр	44	ЗИФ	110	16,7	7,3			116	5,45
Нагр	45	Отп. на НПС-17	220					240,09	9,13
Нагр	46	Нижний Куранах	220					239,02	8,65
Нагр	47	Н Куранах 110	110					116,04	5,49
Нагр	48	М.Нимныр	110	0,2	0,1			119,04	8,22

Продолжение Приложения А

продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нагр	49	Хатыми	110	0,9	0,3			119,92	9,02
Нагр	50	Инаглинская	110	1,6	0,5			120,84	9,85

Таблица А.4 – Ветви

Тип	N нач	N кон	Название	Идоп расч	I/I_dop	P нач	Q нач	I нач
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Выкл	26	25	НН НГРЭС - НН НГРЭС			8,32	10	193
Выкл	7	6	ВГК - ВГК			0	0	0
Выкл	9	8	НПС-16 - НПС-16					
Выкл	13	12	НПС-19 - НПС-19			-5,11	0	12
Выкл	18	17	НН Н.Куранах - Н Куранах СКРМ 35 кВ			0	-16	266
Выкл	18	16	НН Н.Куранах - Н Куранах СКРМ 35 кВ 2			0	-16	266
ЛЭП	19	14	ПС Дежневская - ПС Денисовская	600	17,2	-21,72	0	103
ЛЭП	3	13	отп НПС-19 - НПС-19	786,9	3	-9,68	0	23
ЛЭП	39	38	отп 2 Рябиновая - отп 1 В. Курнах	400	17,7	-5,66	13	71
ЛЭП	48	21	М.Нимныр - Угольная	503,1	14,5	14,12	-2	69
ЛЭП	33	19	Нерюнгринская ГРЭС - ПС Дежневская	600	17,9	-22,63	1	107
ЛЭП	20	46	Томмот - Нижний Куранах	890,1	7,8	16,22	23	69
ЛЭП	33	6	Нерюнгринская ГРЭС - ВГК	657,9	2,5	-2,94	-2	16
ЛЭП	43	7	отп на ВГК - ВГК	657,9				
ЛЭП	10	8	отп.НПС-16 - НПС-16	786,9	2,5	-7,86	-2	20
ЛЭП	11	9	отп.НПС-16 - НПС-16	786,9	2,4	-7,43	-2	19
ЛЭП	38	32	отп 1 В. Курнах - В. Куранах	503,1				
ЛЭП	21	50	Угольная - Инаглинская	200	38,9	15,61	-4	77
ЛЭП	21	50	Угольная - Инаглинская	200	38,9	15,61	-4	77
ЛЭП	19	14	ПС Дежневская - ПС Денисовская	600	17,2	-21,72	0	103
ЛЭП	4	30	отп НПС-19 - Тында	630				
ЛЭП	3	30	отп НПС-19 - Тында	630	56,6	141,22	-27	345

Продолжение Приложения А

продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЛЭП	1	34	НПС-18 - Нерюнгринская ГРЭС	630	22,4	52,83	-3	126
ЛЭП	1	34	НПС-18 - Нерюнгринская ГРЭС	500	27,7	51,71	-2	124
ЛЭП	37	32	отп 2 В. Куранах - В. Куранах	200	18,9	-7,14	-2	38
ЛЭП	45	1	Отп. на НПС-17 - НПС-18	630	17,8	46,41	5	112
ЛЭП	36	1	Отп. на НПС-17 - НПС-18	630	17,9	46,6	5	113
ЛЭП	36	35	Отп. на НПС-17 - НПС-17	890,1	3,1	-10,95	-3	27
ЛЭП	45	35	Отп. на НПС-17 - НПС-17	890,1	1,2	-4,13	-2	11
ЛЭП	37	47	отп 2 В. Куранах - Н Куранах 110	200	18,8	7,14	2	38
ЛЭП	38	47	отп 1 В. Курнах - Н Куранах 110	503,1	13,7	-5,63	13	69
ЛЭП	46	36	Нижний Куранах - Отп. на НПС-17	500	17,6	35,54	8	88
ЛЭП	46	45	Нижний Куранах - Отп. на НПС-17	500	20,8	42,16	9	104
ЛЭП	40	39	Лебединый - отп 2 Рябиновая	400	18,4	-5,73	13	74
ЛЭП	40	28	Лебединый - ПС Юхта	400	31,9	25,08	-3	127
ЛЭП	28	41	ПС Юхта - Б. Нимныр	400	32,2	25,63	-3	128
ЛЭП	34	4	Нерюнгринская ГРЭС - отп НПС-19	600				
ЛЭП	41	48	Б. Нимныр - М.Нимныр	400	33,4	26,67	-3	132
ЛЭП	47	44	Н Куранах 110 - ЗИФ	503,1	9,5	-8,68	-4	48
ЛЭП	47	44	Н Куранах 110 - ЗИФ	503,1	9,5	-8,68	-4	48
ЛЭП	48	49	М.Нимныр - Хатыми	200	33,6	13,38	-2	65
ЛЭП	21	49	Угольная - Хатыми	400	18,3	-14,65	5	73
ЛЭП	14	31	ПС Денисовская - Чульманская ТЭЦ	400	25,8	-21,65	0	103
ЛЭП	10	46	отп.НПС-16 - Нижний Куранах	500	11,3	14,95	1	36
ЛЭП	34	3	Нерюнгринская ГРЭС - отп НПС-19	600	61,3	151,07	-27	368
ЛЭП	11	46	отп.НПС-16 - Нижний Куранах	500	11,2	14,64	1	35
ЛЭП	4	12	отп НПС-19 - НПС-19	786,9	0,4	0	0	0
ЛЭП	46	42	Нижний Куранах - ПС Майя	890,1	10,9	-0,85	32	77
ЛЭП	10	5	отп.НПС-16 - НПС-15	500	9,7	-7,09	1	17
ЛЭП	11	5	отп.НПС-16 - НПС-15	500	9,7	-7,21	1	17

Продолжение Приложения А

продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЛЭП	14	31	ПС Денисовская - Чульманская ТЭЦ	400	25,8	-21,65	0	103
ЛЭП	50	50	Инаглинская - Инаглинская	200				
ЛЭП	20	42	Томмот - ПС Майя	890,1	9,5	0,82	29	72
ЛЭП	33	43	Нерюнгринская ГРЭС - отп на ВГК	600	17,9	-22,64	1	107
ЛЭП	43	19	отп на ВГК - ПС Дежневская	600	17,9	-22,63	1	107
ЛЭП	50	31	Инаглинская - Чульманская ТЭЦ	200	41	16,52	-4	81
ЛЭП	50	31	Инаглинская - Чульманская ТЭЦ	200	41	16,52	-4	81
Тр-р	33	22	Нерюнгринская ГРЭС - Блок 1 210			172,42	21	823
Тр-р	33	23	Нерюнгринская ГРЭС - Блок 2 180			124,14	20	596
Тр-р	34	24	Нерюнгринская ГРЭС - Блок 3 180			126,92	40	319
Тр-р	27	25	АТ2 - НН НГРЭС			-8,32	-10	32
Тр-р	29	26	АТ1 - НН НГРЭС			-9,85	-10	34
Тр-р	34	27	Нерюнгринская ГРЭС - АТ2			65,16	-31	173
Тр-р	34	29	Нерюнгринская ГРЭС - АТ1			65,15	-30	172
Тр-р	27	33	АТ2 - Нерюнгринская ГРЭС			73,65	-16	184
Тр-р	29	33	АТ1 - Нерюнгринская ГРЭС			75,16	-16	188
Тр-р	46	2	Нижний Куранах - срт Н.Куранах			-15,41	-34	90
Тр-р	46	15	Нижний Куранах - срт Н.Куранах			-15,43	-34	90
Тр-р	2	47	срт Н.Куранах - Н Куранах 110			-9,46	-11	38
Тр-р	15	47	срт Н.Куранах - Н Куранах 110			-9,47	-11	38
Тр-р	2	18	срт Н.Куранах - НН Н.Куранах			-5,88	-20	54
Тр-р	15	18	срт Н.Куранах - НН Н.Куранах			-5,88	-20	54

Приложение Б

Расчёт токов КЗ

$$S_{\sigma} := 100 \text{ MVA}$$

$$U_{\sigma 1} := 230 \text{ кВ}$$

$$U_{\sigma 3} := 10 \text{ кВ}$$

$$E_C := 1$$

$$U_{\sigma 2} := 115 \text{ кВ}$$

$$E_{\text{Станции}} := 1.15$$

$$I_{\sigma 1} := \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}} = 251.022 \text{ A}$$

$$I_{\sigma 3} := \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 3}} = 5.774 \text{ кА}$$

$$S_{\text{КЗС1_Тында}} := 230 \text{ кВ} \cdot 5.7 \cdot 1000 \text{ A} = 1.311 \times 10^3 \cdot \text{MVA}$$

$$X_{C1} := \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{КЗС1_Тында}}} = 0.076$$

$$S_{\text{КЗС2_Томмот}} := 230 \text{ кВ} \cdot 1 \cdot 1000 \text{ A} = 230 \cdot \text{MVA}$$

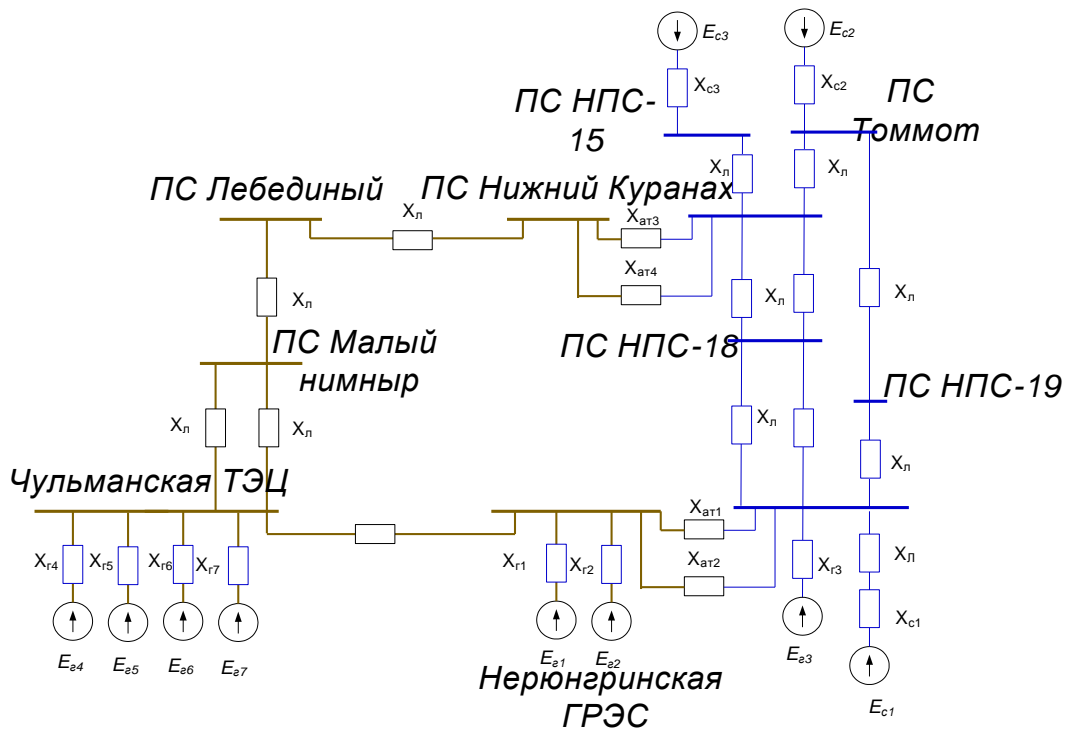
$$X_{C2} := \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{КЗС2_Томмот}}} = 0.435$$

$$S_{\text{КЗС3_НПС_15}} := 230 \text{ кВ} \cdot 3.8 \cdot 1000 \text{ A} = 874 \cdot \text{MVA}$$

$$X_{C3} := \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{КЗС3_НПС_15}}} = 0.114$$

$$S_{\text{КЗЧТЭЦ}} := 115 \text{ кВ} \cdot 8.3 \cdot 1000 \text{ A} = 954.5 \cdot \text{MVA}$$

$$X_{\text{СЧТЭЦ}} := \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{КЗЧТЭЦ}}}$$



$$S_{K3_TЭЦ} := U_{61} \cdot 7.6 \cdot (1000 A)$$

$$S_{K3_TЭЦ} = 1.748 \times 10^3 \cdot \text{MVA}$$

$$I_{62} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = 502.044 A$$

$$X_{TЭС} := \frac{S_6}{S_{K3_TЭЦ}} = 0.057$$

Параметры ВЛ

$$X_{НГРЭС_Тында} := 0.4 \frac{184 \text{ км}}{2 \cdot \text{км}} \cdot \text{Ом} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 0.07$$

$$X_{НГРЭС_НПС_18} := 0.4 \frac{168 \text{ км}}{2 \cdot \text{км}} \cdot \text{Ом} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 0.064$$

две цепи в параллель

$$X_{\text{НПС}_{18}\text{_НКУР}} := 0.4 \frac{120 \cdot \text{км}}{2 \cdot \text{км}} \cdot \text{Ом} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 0.045$$

две цепи в параллель

$$X_{\text{НКУР_ТОМ}} := 0.4 \frac{47.5 \cdot \text{км}}{2 \cdot \text{км}} \cdot \text{Ом} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 0.018$$

две цепи в параллель

$$X_{\text{НГРЭС_НПС}_{19}} := 0.4 \frac{7 \cdot \text{км}}{2 \cdot \text{км}} \cdot \text{Ом} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 2.647 \times 10^{-3}$$

$$X_{\text{НПС}_{19}\text{_ТОМ}} := 0.4 \frac{330 \cdot \text{км}}{2 \cdot \text{км}} \cdot \text{Ом} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 0.125$$

$$X_{\text{НГРЭС_ЧТЭЦ}} := 0.4 \frac{26.1 \cdot \text{км}}{2 \cdot \text{км}} \cdot \text{Ом} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 9.868 \times 10^{-3}$$

две цепи в параллель

$$X_{\text{ЧТЭЦ_М_НИМН1}} := 0.4 \cdot 105.1 \cdot \text{Ом} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 0.079$$

$$X_{\text{ЧТЭЦ_М_НИМН2}} := 0.4 \cdot 107.05 \cdot \text{Ом} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 0.081$$

$$X_{\text{М_НИМ_ЛЕБ}} := 0.4(46 + 19.8 + 37.2) \cdot \text{Ом} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 0.078$$

$$X_{\text{ЛЕБ_Н_КУР}} := 0.4(40.7) \cdot \text{Ом} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 0.031$$

$$X_{\text{Н_КУР_НПС}_{15}} := 0.4 \frac{262.6 \cdot \text{км}}{2 \cdot \text{км}} \cdot \text{Ом} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 0.099$$

Параметры генераторов

Генераторы Нерюнгринской ГРЭС

$$S_{\text{НОМГ}} := 235 \text{ MVA}$$

$$X_{\text{ГНГРЭС}} := 0.19 \frac{S_{\bar{0}}}{S_{\text{НОМГ}}} = 0.081$$

Генераторы Чульманской ТЭЦ

$$S_{\text{НОМГ}} := 12 \text{ MVA}$$

$$X_{\text{ГЧТЭЦ}} := 0.114 \frac{S_{\bar{0}}}{S_{\text{НОМГ}}} = 0.95$$

Параметры трансформаторов

ТРДН 40000/110

$$u_{\text{кв}_H} := 12$$

$$S_H := 40 \text{ MVA}$$

$$x_{\text{т1B}} := \frac{u_{\text{кв}_H} \cdot S_{\bar{0}}}{100 \cdot S_H}$$

$$x_{\text{т1B}} = 0.3$$

$$X_T := \frac{x_{\text{т1B}}}{2} = 0.15$$

ТДЦ 250000/110

$$u_{\text{кв}_H} := 10.5$$

$$S_H := 250 \text{ MVA}$$

$$x_{\text{т1B}} := \frac{u_{\text{кв}_H} \cdot S_{\bar{0}}}{100 \cdot S_H}$$

$$x_{\text{т1B}} = 0.042$$

$$X_{\text{Т250}_110} := x_{\text{т1B}} = 0.042$$

ТДЦ 250000/220

$$u_{кВ_H} := 11$$

$$S_H := 250 \text{ MBA}$$

$$x_{т1B} := \frac{u_{кВ_H}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_H}$$

$$x_{т1B} = 0.044$$

$$X_{T250_220} := x_{т1B} = 0.044$$

ТД 16000/110

$$u_{кВ_H} := 10.5$$

$$S_H := 16 \text{ MBA}$$

$$x_{т1B} := \frac{u_{кВ_H}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_H}$$

$$x_{т1B} = 0.656$$

$$X_{T16_110} := x_{т1B} = 0.656$$

Автотрансформатор НГРЭС

$$u_{кВ_c} := 11 \quad u_{кВ_H} := 45 \quad u_{кC_H} := 28 \quad S_H := 125 \text{ MBA}$$

$$u_{кВ} := 0.5 \cdot (u_{кВ_c} + u_{кВ_H} - u_{кC_H})$$

$$u_{кВ} = 14$$

$$u_{кC} := 0.5 \cdot (u_{кВ_c} + u_{кC_H} - u_{кВ_H})$$

$$u_{кC} = -3$$

$$u_{кH} := 0.5 \cdot (u_{кВ_H} + u_{кC_H} - u_{кВ_c})$$

$$u_{кH} = 31$$

$$x_{т1B} := \frac{u_{кВ}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_H}$$

$$x_{т1B} = 0.112$$

$$x_{т1c} := \frac{u_{кC}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_H}$$

$$x_{т1c} = -0.024$$

$$x_{т1H} := \frac{u_{кH}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_H}$$

$$x_{т1H} := 0$$

$$x_{т1H} = 0.248$$

$$X_{AT125} := (x_{т1B} + 0) = 0.112$$

Автотрансформатор Н. Куранах

$$u_{кВ_c} := 11 \quad u_{кВ_H} := 35.7 \quad u_{кC_H} := 22 \quad S_H := 63 \text{ MBA}$$

$$u_{кВ} := 0.5 \cdot (u_{кВ_c} + u_{кВ_H} - u_{кC_H})$$

$$u_{кВ} = 12.35$$

$$u_{кc} := 0.5 \cdot (u_{кв_c} + u_{кc_н} - u_{кв_н}) \quad u_{кc} = -1.35$$

$$u_{кн} := 0.5 \cdot (u_{кв_н} + u_{кc_н} - u_{кв_c}) \quad u_{кн} = 23.35$$

$$x_{т1в} := \frac{u_{кв}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H} \quad x_{т1в} = 0.196$$

$$x_{т1c} := \frac{u_{кc}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H} \quad x_{т1c} = -0.021$$

$$x_{т1н} := \frac{u_{кн}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H} \quad x_{т1н} = 0.371$$

$$X_{AT63} := (x_{т1в} + 0) = 0.196$$

Эквивалентирование

$$X_1 := \frac{X_{т250_110} + X_{тнгрэс}}{2} = 0.061$$

$$X_2 := \frac{X_{тчтэц} + X_{т16_110}}{4} = 0.402$$

$$X_3 := \frac{X_{тчтэц_м_нимн1} \cdot X_{тчтэц_м_нимн2}}{X_{тчтэц_м_нимн1} + X_{тчтэц_м_нимн2}} + X_{м_ним_леб} + X_{леб_н_кур} = 0.149$$

$$X_4 := X_{нгрэс_нпс_18} + X_{нпс_18_нкур} = 0.109$$

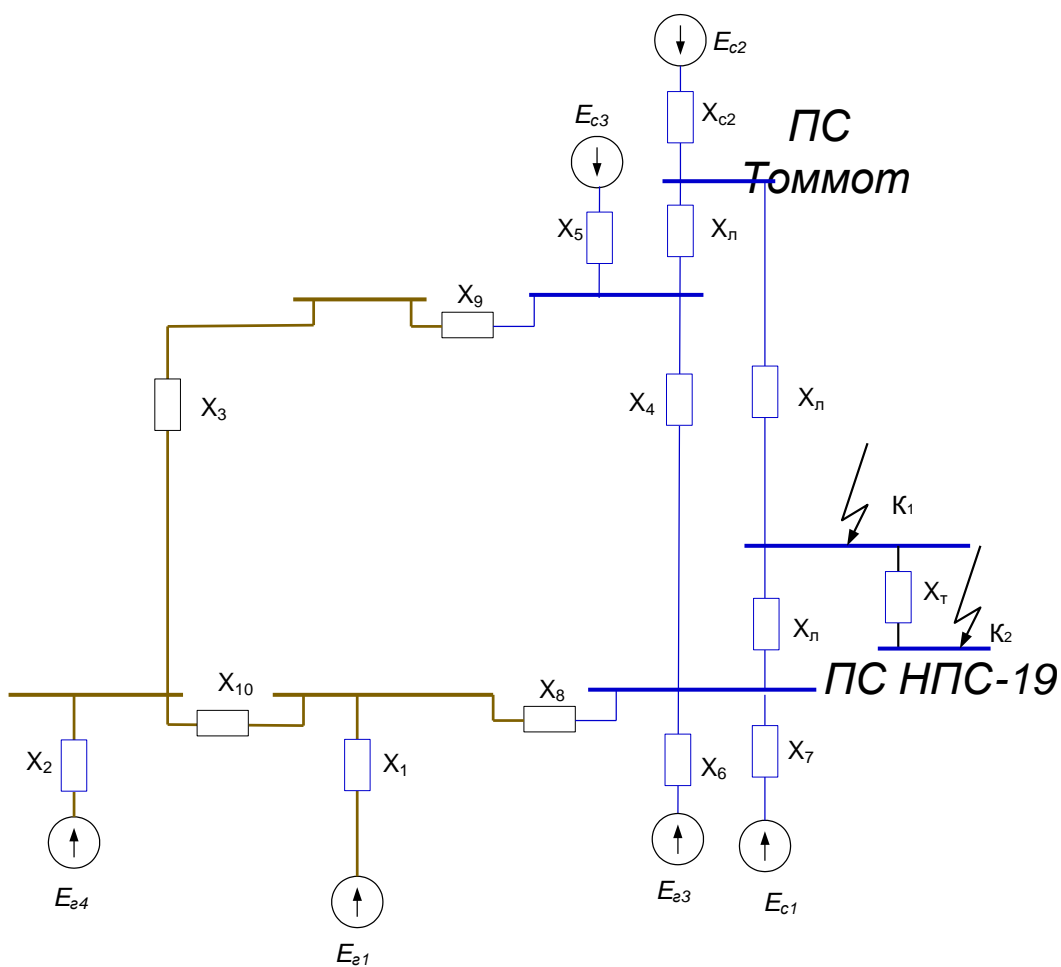
$$X_5 := X_{н_кур_нпс15} + X_{с3} = 0.214$$

$$X_6 := X_{нгрэс} + X_{т250_220} = 0.125$$

$$X_7 := X_{с1} + X_{нгрэс_тында} = 0.146$$

$$X_8 := \frac{X_{ат125}}{2} = 0.056 \quad X_9 := \frac{X_{ат63}}{2} = 0.098$$

$$X_{10} := X_{нгрэс_чтэц} = 9.868 \times 10^{-3}$$



$$X_{11} := X_9 + X_3$$

$$X_{12} := X_{10} + X_8 + \left(\frac{X_{10} \cdot X_8}{X_1} \right) = 0.075$$

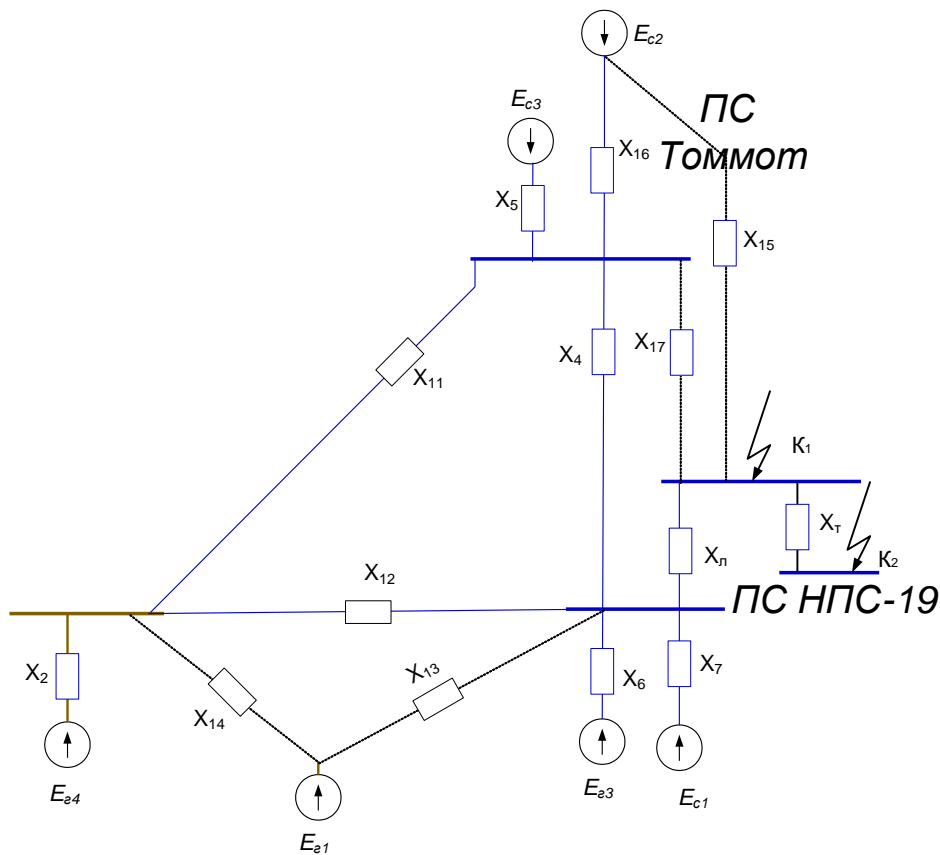
$$X_{13} := X_1 + X_8 + \left(\frac{X_1 \cdot X_8}{X_{10}} \right) = 0.466$$

$$X_{14} := X_{10} + X_1 + \left(\frac{X_{10} \cdot X_1}{X_8} \right) = 0.082$$

$$X_{15} := X_{C2} + X_{\text{НПС}_19_ТОМ} + \left(\frac{X_{C2} X_{\text{НПС}_19_ТОМ}}{X_{\text{НКУР_ТОМ}}} \right) = 3.58$$

$$X_{16} := X_{C2} + X_{\text{НКУР_ТОМ}} + \left(\frac{X_{C2} X_{\text{НКУР_ТОМ}}}{X_{\text{НПС}_19_ТОМ}} \right) = 0.515$$

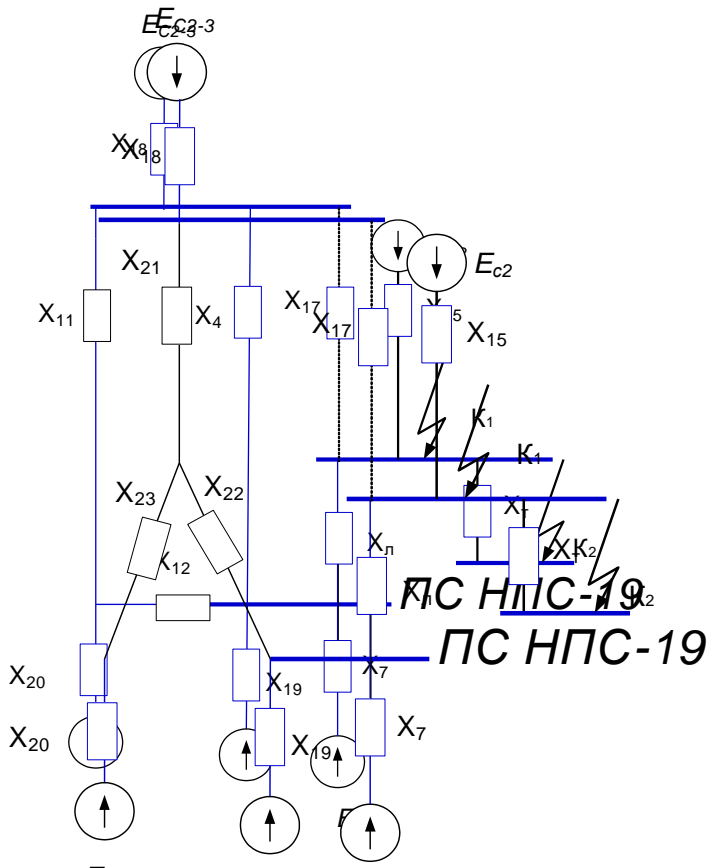
$$X_{17} := X_{\text{НПС}_19_ТОМ} + X_{\text{НКУР_ТОМ}} + \left(\frac{X_{\text{НПС}_19_ТОМ} X_{\text{НКУР_ТОМ}}}{X_{C2}} \right) = 0.148$$



$$X_{18} := \frac{X_5 \cdot X_{16}}{X_5 + X_{16}} = 0.151$$

$$X_{19} := \frac{X_6 \cdot X_{13}}{X_6 + X_{13}} = 0.098$$

$$X_{20} := \frac{X_2 \cdot X_{14}}{X_2 + X_{14}} = 0.068$$



$$X_{21} := \frac{X_{11} \cdot X_4}{X_{11} + X_4 + X_{12}} = 0.062$$

$$X_{24} := X_{12} + X_{20} = 0.111$$

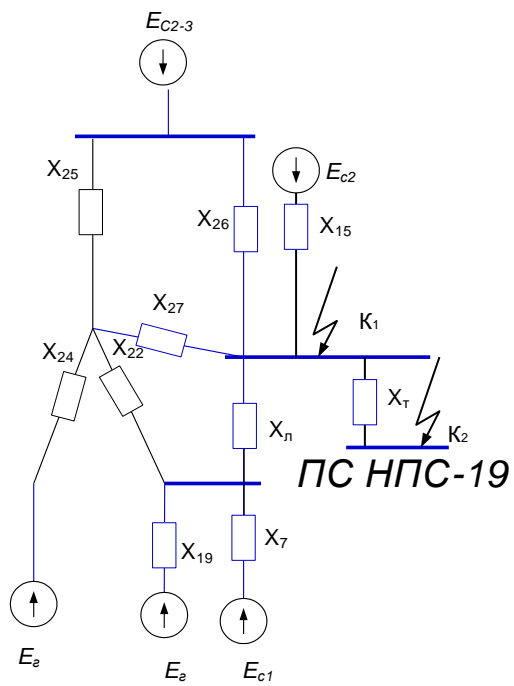
$$X_{22} := \frac{X_{11} + X_4 + X_{12}}{X_{11} + X_4 + X_{12} + \left(\frac{X_{18} \cdot X_{21}}{X_{17}} \right)} = 0.019$$

$$X_{25} := X_{18} + X_{21} + \left(\frac{X_{18} \cdot X_{21}}{X_{17}} \right) = 0.277$$

$$X_{23} := \frac{X_{12} \cdot X_{11}}{X_{11} + X_4 + X_{12} + \left(\frac{X_{18} \cdot X_{17}}{X_{21}} \right)} = 0.043$$

$$X_{26} := X_{18} + X_{17} + \left(\frac{X_{17} \cdot X_{21}}{X_{18}} \right) = 0.657$$

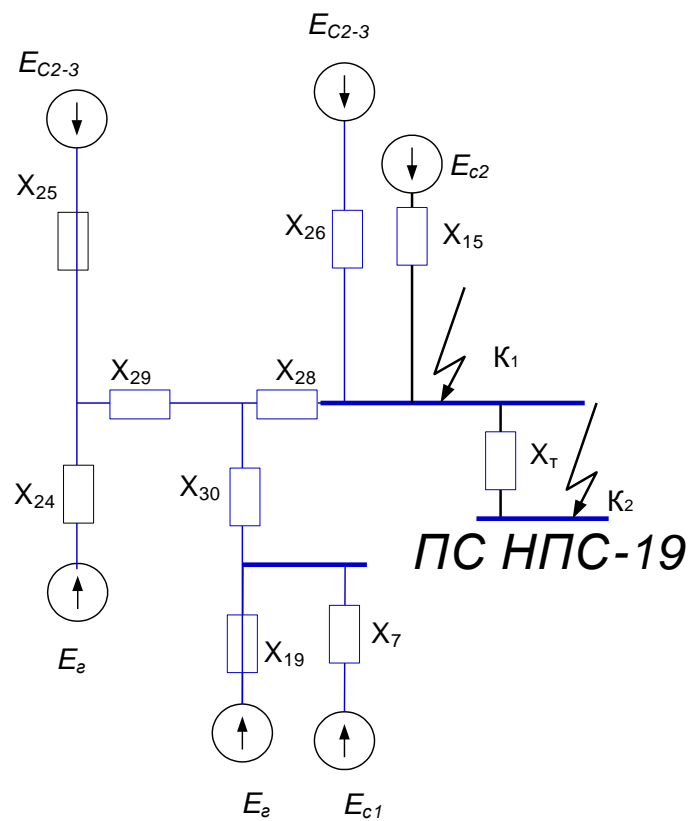
$$X_{27} := X_{17} + X_{21} + \left(\frac{X_{17} \cdot X_{21}}{X_{18}} \right) = 0.271$$



$$X_{28} := \frac{X_{27} X_{\text{НГРЭС_НПС_19}}}{X_{27} + X_{\text{НГРЭС_НПС_19}} + X_{22}} = 2.452 \times 10^{-3}$$

$$X_{29} := \frac{X_{27} X_{22}}{X_{27} + X_{\text{НГРЭС_НПС_19}} + X_{22}} = 0.018$$

$$X_{30} := \frac{X_{\text{НГРЭС_НПС_19}} X_{22}}{X_{27} + X_{\text{НГРЭС_НПС_19}} + X_{22}} = 1.71 \times 10^{-4}$$



$$X_{\text{э1}} := \frac{1}{\frac{1}{X_{24}} + \frac{1}{X_{25}}} = 0.079$$

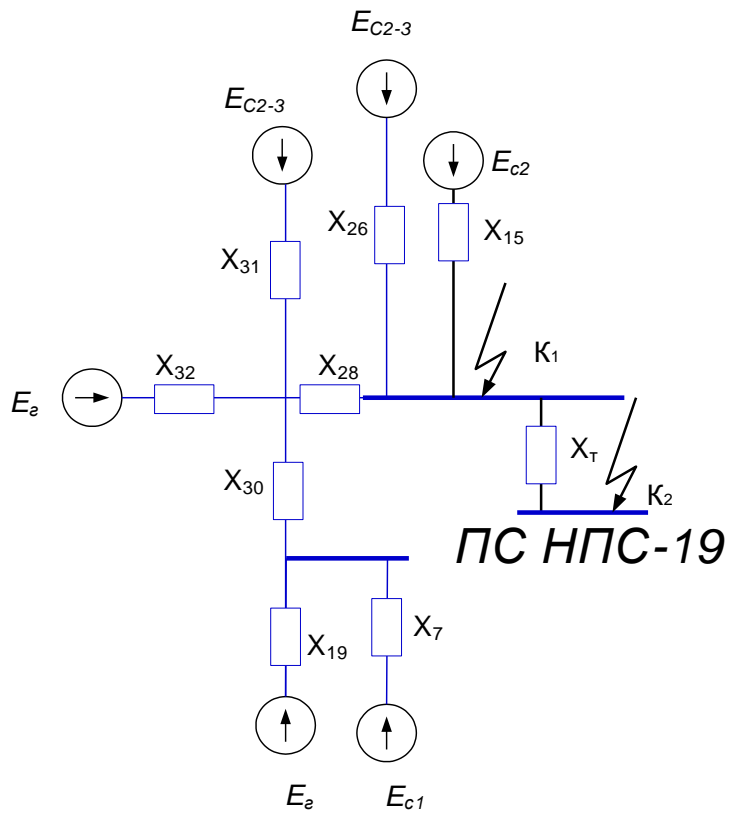
$$X_{\text{peз1}} := X_{\text{э1}} + X_{29} = 0.097$$

$$C_1 := \frac{X_{\text{э1}}}{X_{24}} = 0.286$$

$$C_2 := \frac{X_{\text{э1}}}{X_{25}} = 0.714$$

$$X_{31} := \frac{X_{\text{peз1}}}{C_1} = 0.339$$

$$X_{32} := \frac{X_{\text{peз1}}}{C_2} = 0.136$$



$$X_{32} := \frac{1}{\frac{1}{X_{19}} + \frac{1}{X_7}} = 0.059$$

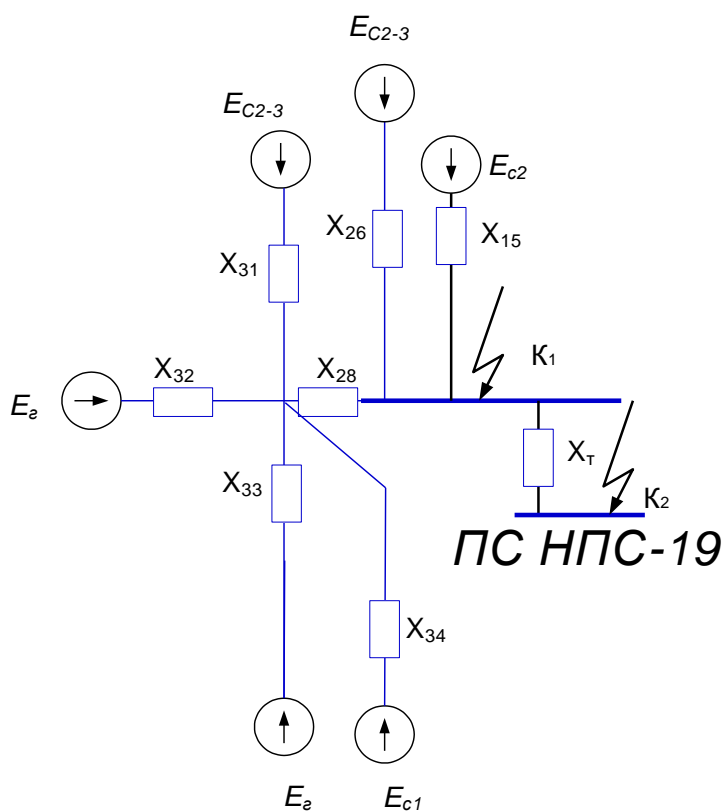
$$C_1 := \frac{X_{32}}{X_{19}} = 0.597$$

$$X_{33} := \frac{X_{\text{pe32}}}{C_1} = 0.099$$

$$X_{\text{pe32}} := X_{32} + X_{30} = 0.059$$

$$C_2 := \frac{X_{32}}{X_7} = 0.403$$

$$X_{34} := \frac{X_{\text{pe32}}}{C_2} = 0.146$$



$$X_{35} := \frac{X_{26} X_{15}}{X_{26} + X_{15}} = 0.555$$

$$X_{33} := \frac{1}{\frac{1}{X_{31}} + \frac{1}{X_{32}} + \frac{1}{X_{33}} + \frac{1}{X_{34}}} = 0.037$$

$$X_{\text{pez3}} := X_{33} + X_{28} = 0.039$$

$$C_1 := \frac{X_{33}}{X_{31}} = 0.108 \quad C_2 := \frac{X_{33}}{X_{32}} = 0.27 \quad C_3 := \frac{X_{33}}{X_{33}} = 0.371 \quad C_4 := \frac{X_{33}}{X_{34}} = 0.251$$

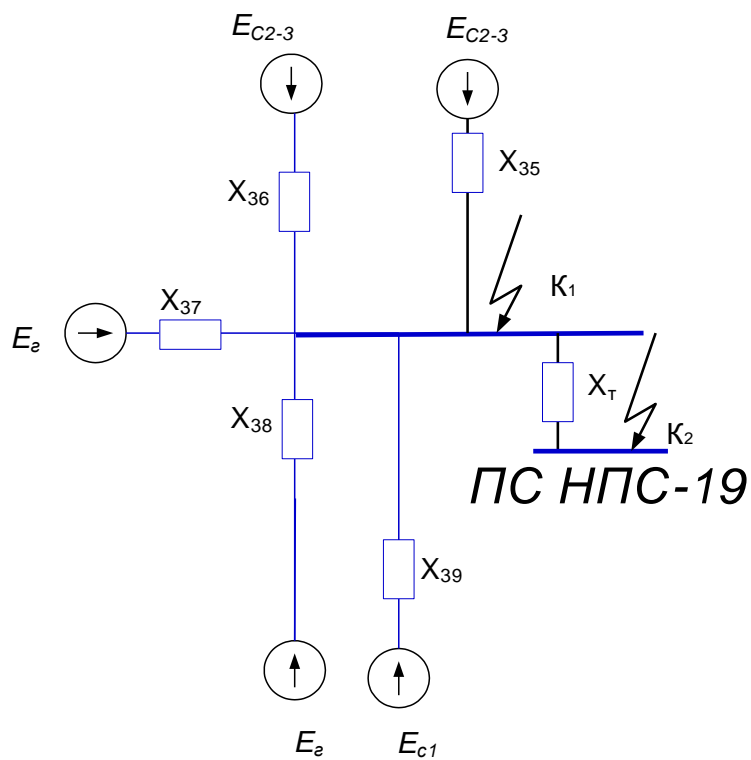
$$C_1 + C_2 + C_3 + C_4 = 1$$

$$X_{36} := \frac{X_{\text{pez3}}}{C_1} = 0.361$$

$$X_{37} := \frac{X_{\text{pez3}}}{C_2} = 0.145$$

$$X_{38} := \frac{X_{\text{pez3}}}{C_3} = 0.105$$

$$X_{39} := \frac{X_{\text{pez3}}}{C_4} = 0.105$$

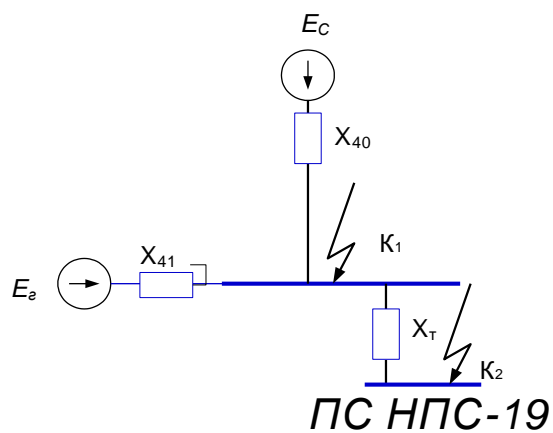


$$X_{40} := \frac{1}{\frac{1}{X_{39}} + \frac{1}{X_{36}} + \frac{1}{X_{35}}} = 0.071$$

$$X_{41} := \frac{X_{38} \cdot X_{37}}{X_{38} + X_{37}} = 0.061$$

$$I_1 := \frac{E_C}{X_{40}} \cdot I_{61} = 3.53 \text{ кА}$$

$$I_2 := \frac{E_{\text{станции}}}{X_{41}} \cdot I_{61} = 4.734 \text{ кА}$$



Значение тока КЗ для шин 220 кВ ПС НПС-19 (точка К1)

$$I_{\Pi 0 \Sigma 1} := I_1 + I_2 = 8.264 \text{ кА}$$

$$i_{1a0} := \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0 \Sigma 1} = 11.687 \text{ кА}$$

Значение тока апериодической составляющей в момент отключения выключателя

Для системы 220

$$t := 0.06 \text{ с}$$

$$k_{уд1} := 1.717$$

$$T_{a1} := 0.02 \text{ с}$$

$$i_{та1} := \sqrt{2} \cdot (I_1) \cdot \exp\left(\frac{-t}{T_{a1}}\right) = 0.572 \text{ кА}$$

Для генераторов

$$T_{a2} := 0.2 \text{ с} \quad k_{уд2} := 1.9 \text{ с}$$

$$i_{та2} := \sqrt{2} \cdot I_2 \cdot \exp\left(\frac{-t}{T_{a2}}\right) = 4.838 \text{ кА} \quad (i_{та1} + i_{та2}) = 5.409 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ

$$i_{уд1} := \sqrt{2} \cdot I_1 \cdot (k_{уд1}) = 8.571 \text{ кА}$$

$$i_{уд2} := \sqrt{2} \cdot I_2 \cdot (k_{уд2}) = 13.056 \text{ кА}$$

$$i_{уд1\Sigma} := i_{уд1} + i_{уд2}$$

$$i_{уд1\Sigma} = 21.627 \text{ кА}$$

Для точки К2 необходимо ещё одно преобразование

$$X_{\Sigma 4} := \frac{1}{\frac{1}{X_{40}} + \frac{1}{X_{41}}} = 0.033$$

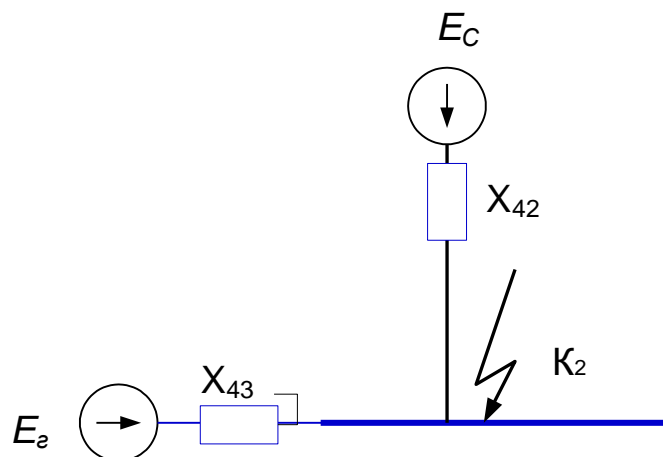
$$X_{рез4} := X_{\Sigma 4} + 2X_T = 0.333$$

$$C_1 := \frac{X_{э4}}{X_{40}} = 0.462$$

$$C_2 := \frac{X_{э4}}{X_{40}} = 0.462$$

$$X_{42} := \frac{X_{рез4}}{C_1} = 0.721$$

$$X_{43} := \frac{X_{рез4}}{C_2} = 0.721$$



$$I_1 := \frac{E_C}{X_{42}} \cdot I_{б3} = 8.007 \text{ кА}$$

$$I_2 := \frac{E_{\text{станции}}}{X_{43}} \cdot I_{б3} = 9.209 \text{ кА}$$

Значение тока КЗ для шин 10 кВ ПС НПС-19 (точка К2)

$$I_{\text{П0Σ2}} := I_1 + I_2 = 17.216 \text{ кА}$$

$$i_{1a0} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0Σ2}} = 24.347 \text{ кА}$$

Значение тока апериодической составляющей в момент отключения выключателя

Для системы 220

$$t := 0.06 \text{ с}$$

$$k_{уд1} := 1.717$$

$$T_{a1} := 0.03$$

$$i_{ta1} := \sqrt{2} \cdot I_1 \cdot \exp\left(\frac{-t}{T_{a1}}\right) = 1.297 \text{ кА}$$

Для генераторов

$$T_{a2} := 0.2 \quad k_{уд2} := 1.9$$

$$i_{ta2} := \sqrt{2} \cdot I_2 \cdot \exp\left(\frac{-t}{T_{a2}}\right) = 9.409 \text{ кА} \quad (i_{ta1} + i_{ta2}) = 10.707 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ

$$i_{уд1} := \sqrt{2} \cdot I_1 \cdot (k_{уд1}) = 19.444 \text{ кА}$$

$$i_{уд1\Sigma} = 44.838 \text{ кА}$$

$$i_{уд2} := \sqrt{2} \cdot I_2 \cdot (k_{уд2}) = 25.395 \text{ кА}$$

$$i_{уд1\Sigma} := i_{уд1} + i_{уд2}$$