

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

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

Факультет Энергетический

Кафедра Энергетики

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы:

«Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой Н.В. Савина

\_\_\_\_\_ 2021 г.  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

на тему: Выбор оптимального варианта реконструкции электрических сетей  
Южно-Якутского энергорайона для снятия ограничений на выдачу мощности  
Нерюнгринской ГРЭС

Исполнитель

студент группы 942ом-1

\_\_\_\_\_

подпись, дата

К.А. Авраменко

Руководитель

Научного содержания

программы магистратуры

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

Руководитель

канд. техн. наук, профессор

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Нормоконтроль

ассистент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Рецензент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 202\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Авраменко Кирилла Алексеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Выбор оптимального варианта реконструкции электрических сетей Южно-Якутского энергорайона для снятия ограничений на выдачу мощности Нерюнгринской ГРЭС

(утверждено приказом от \_05.04.2021\_ № \_658-уч\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 11 июня 2021 года.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схема электрических соединений Южно-Якутского энергорайона, параметры и характеристики существующего оборудования Южно-Якутского энергорайона, СиПР ЕЭС России 2021-20247 гг.

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

1) Характеристика района проектирования, 2) Структурный анализ электрической сети района проектирования, 3) Анализ схемно-режимной ситуации электрической сети, 4) Выбор оптимального варианта усиления системообразующей сети рассматриваемого энергорайона, 5) Техническая проработка оптимального варианта усиления сети.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) ПВК RastrWin3, ПАРУС, 3 листа графической части, 23 формулы, 27 рисунков, 26 таблиц.

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

7. Дата выдачи задания 05 апреля 2021 года.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович, профессор, канд. техн. наук.

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

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 108 с., 23 формулы, 27 рисунков, 26 таблиц, 21 источник, 3 листа графической части.

ПОСЛЕАВАРИЙНЫЙ РЕЖИМ, ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, АВТОТРАНСФОРМАТОР, ТОКООГРАНИЧИВАЮЩЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ, АВТОМАТИКА, ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА, КОНТРОЛИРУЕМОЕ СЕЧЕНИЕ, МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫЙ ПЕРЕТОК, СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, ИЗДЕРЖКИ.

В данной работе был проведен структурный анализ энергообъектов и электрической сети Южно-Якутского энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия). Рассмотрены различные режимно-балансовые и схемно-режимные ситуации для определения «узких мест» при выдаче мощности Нерюнгринской ГРЭС. Рассмотрены несколько вариантов реконструкции сети 110-220 кВ и РУ 110-220 кВ Нерюнгринской ГРЭС для снятия ограничений на выдачу мощности Нерюнгринской ГРЭС. Выбран наиболее оптимальный вариант реконструкции.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были использованы программно-вычислительные комплексы RastrWin3 и ПАРУС.

## СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	5
Введение	6
1 Характеристика района проектирования	7
1.1 Общая характеристика района проектирования	7
1.2 Климатическая характеристика района	8
1.3 Характеристика рельефа	9
2 Структурный анализ электрической сети района проектирования	11
2.1 Анализ электростанций	12
2.2 Анализ подстанций	18
2.3 Анализ ЛЭП	29
3 Анализ схемно-режимной ситуации электрической сети района проектирования	34
3.1 Выбор методов исследования пропускной способности системообразующих электрических сетей	34
3.2 Характеристика программного обеспечения, необходимого для выполнения поставленных задач.	40
3.3 Моделирование существующего участка электрической сети	42
3.4 Расчёт максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении «Якутия - Амурэнерго»	56
3.5 Расчёт максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18»	60
3.6 Расчёт максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении «АТ Нерюнгринской ГРЭС»	61
3.7 Анализ существующих режимов при выдаче мощности Нерюнгринской ГРЭС	65
4 Выбор оптимального варианта усиления системообразующей сети рассматриваемого энергорайона	73

4.1 Первый этап. Снятие ограничений на выдачу мощности блоков 1 и 2 Нерюнгринской ГРЭС	74
4.2 Второй этап. Снятие ограничений на выдачу мощности блоков 1 и 2 Нерюнгринской ГРЭС	86
4.3 Определение критерия выбора оптимального варианта усиления системообразующей сети рассматриваемого энергорайона	93
4.4 Экономический расчёт для рассматриваемых вариантов	93
5 Техническая проработка оптимального варианта усиления системообразующей сети рассматриваемого энергорайона	101
5.1 Выбор основного электротехнического оборудования и устройств противоаварийной автоматики	101
Заключение	106
Библиографический список	107

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АДП – аварийно допустимый переток;

АОПО – Автоматика ограничения перегрузки оборудования;

ВЛ – воздушная линия;

КВЛ – кабельно – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КС – контролируемое сечение;

МДП – максимально допустимый переток;

ПАР – послеаварийный режим;

ПС – подстанция;

РУ – распределительное устройство;

ТНВ – температура наружного воздуха;

ТТ – трансформатор тока;

ЭС - электростанция

## ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика как отрасль стала неотъемлемой частью всех сфер деятельности человека в настоящее время, являясь одним из главных составляющих развития прочих сфер деятельности человека – производства, экономики. Различные вызовы настоящего времени требуют от электроэнергетики дополнительного развития, использования новых технологий, новых методов решения проблем.

Поскольку электроэнергетика представляет особую важность для жизнедеятельности человека (обеспечение и поддержание основных его сфер деятельности), к ней предъявляются повышенные требования в части надежного, бесперебойного функционирования. Надежное функционирование обеспечивается нахождением параметров электроэнергетического режима в области допустимых значений, что приводит к качественному электроснабжению электроэнергией потребителей и надежному функционированию энергосистемы в целом. Для обеспечения отдельно работающих малых территориальных энергосистем необходима большая величина установленной мощности ЭС энергосистемы, что приводит к повышенным экономическим затратам и большему влиянию состояния каждой ЭС в энергосистеме.

Данная тема актуальна на сегодняшний день, поскольку рассматриваемый энергорайон входит в число «узких мест» и невозможность полной выдачи мощности Нерюнгринской ГРЭС оказывает влияние на устойчивость параллельной работы ОЭС Востока с энергосистемой Республики Саха (Якутия).

Объект исследования – электрические сети Южно-Якутского энергорайона электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия).

Предмет исследования – пропускная способность сетей Южно-Якутского энергорайона электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия).

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

## 1.1 Общая характеристика района проектирования

Южно-Якутский энергорайон Республики Саха (Якутия) (далее – ЮЯЭР) входит в состав объединенной энергосистемы Востока (далее – ОЭС Востока), расположен на юге Республики Саха (Якутия) и граничит с энергосистемой Амурской области, центральными и западными энергорайонами Республики Саха (Якутия), а также с объединенной энергосистемой Сибири.

С энергосистемой Амурской области ЮЯЭР имеет связь по КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19, КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный, ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 1 и ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олекма.

С Западным энергорайоном Южно-Якутский энергорайон имеет связь по ВЛ 220 Олёкминск – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-14 и ВЛ 220 Олёкминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14.

С Центральным энергорайоном ЯЭ Южно-Якутский энергорайон имеет связь по КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I цепь и КВЛ 220 кВ Томмот – Майя II цепь.

С объединенной энергосистемой Сибири ЮЯЭР имеет связь по ВЛ 220 кВ Хани – Чара.

Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), установленная мощность которого на 01.01.2021 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».

## 1.2 Климатическая характеристика района

Климат Южно-Якутского энергорайона резко-континентальный. Зима холодная, сухая, малоснежная, безоблачная. Лето преимущественно – теплое,

дождливое, но со значительным количеством солнечного сияния. Среднегодовая температура воздуха составляет минус 6,9°C. Абсолютный минимум минус 54°C приходится на январь и февраль. Абсолютный максимум – 35°C.

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

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

Основные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические показатели

Наименование	Показатели
1	2
Район по гололеду	III
Район по ветру	II
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 20 до 40
Степень загрязнения атмосферы	I

Продолжение таблицы 1

<b>Температуры воздуха:</b>	
Среднегодовая, °С	минус 6,9
Минимальная, °С	минус 54
Максимальная, °С	плюс 35
Наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, °С	минус 31
При гололедно-изморезевых отложениях, °С	минус 10
При ветре	минус 10

### 1.3 Характеристика рельефа

Южная Якутия – это территория, состоящая из ряда горных хребтов, кольцевых групп, плоскогорий, горных впадин с довольно сложной геологической историей и разнообразным геоморфологическим строением. Здесь преобладают среднегорный и высокогорный ландшафты с колебанием высот от 650 до 2420 метров над уровнем моря. На юге Республики Саха

(Якутия) расположены Алданское нагорье (средняя высота 650 – 1200 м) и Становой хребет (с высотами 800 – 850 м).

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

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

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

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

Нерюнгринский район – один из основных минерально-сырьевых районов Республики Саха (Якутия). Он располагает промышленными запасами золота, коксующихся и энергетических углей, железных руд, строительных материалов, слюды, пьезооптического сырья, полудрагоценных и ювелирных камней. Уголь является одним из основных и важнейших полезных ископаемых Южной Якутии. На его территории располагается Южно-Якутский каменноугольный бассейн, который разделен на четыре угленосных района: Усмунский, Алдано-Чульманский, Гонамский и Токинский. Геологические запасы в большей части высококачественных коксующихся углей оцениваются в 57,5 млрд. тонн.

Город Нерюнгри имеет хорошее транспортное обеспечение, через него проходит Амуро-Якутская железнодорожная магистраль и Амуро-Якутская автомобильная магистраль. Аэропорт города находится близ посёлка Чульман, в 35 км от Нерюнгри.

## 2 СТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Для дальнейшего проектирования вариантов реконструкции необходимо произвести структурный анализ электрической сети Южно-Якутского энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия). Для анализа рассмотрим подробно участок электрической сети, связывающий между собой следующие станции и подстанции: Нерюнгринская ГРЭС, Чульманская ТЭЦ, ПП 220 кВ Нагорный, ПС 220 кВ Нижний Куранах, ПС 220 кВ НПС-18, ПС 220 кВ Тында, ПС 110 кВ Хатыми, ПС 110 кВ Малый Нимныр, ПС 110 кВ Большой Нимныр, ПС 110 кВ Юхта, ПС 110 кВ Лебединый.

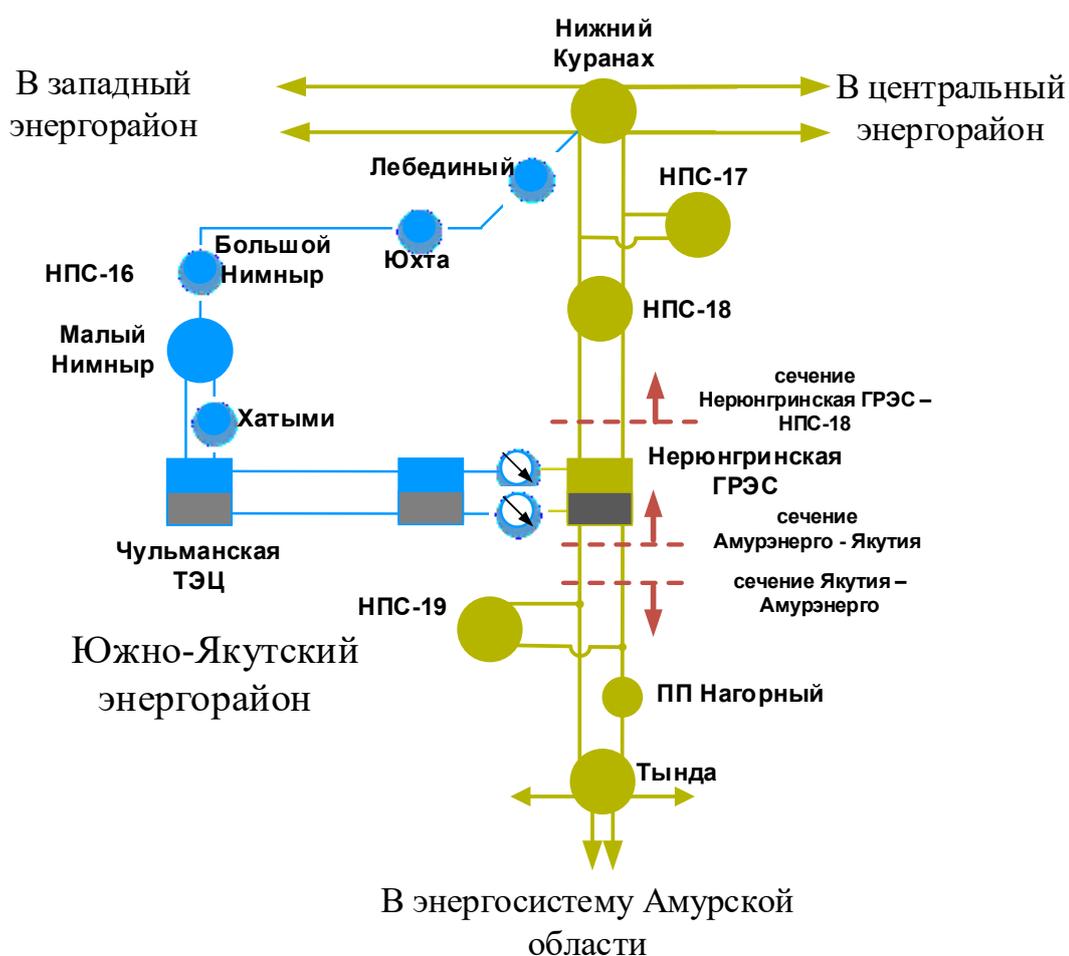


Рисунок 1 – Принципиальная схема рассматриваемого участка сети 110/220 кВ Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия).

Подробная однолинейная схема электрических соединений представлена на листе 1 графической части.

## **2.1 Анализ электростанций**

В Южно-Якутском энергорайоне энергосистемы республики Саха (Якутия) расположены две, действующие на сегодняшний день электростанции: Нерюнгринская ГРЭС и Чульманская ТЭЦ.

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/см<sup>2</sup>, 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 [8].

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 [8].

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

ОРУ 220 кВ, так же, как и ОРУ 110 кВ выполнены по схеме – 13Н-Две рабочие и обходная системы шин. Связь между двумя ОРУ осуществляется с помощью двух АТ связи марки АДЦТН-125000/220/110.

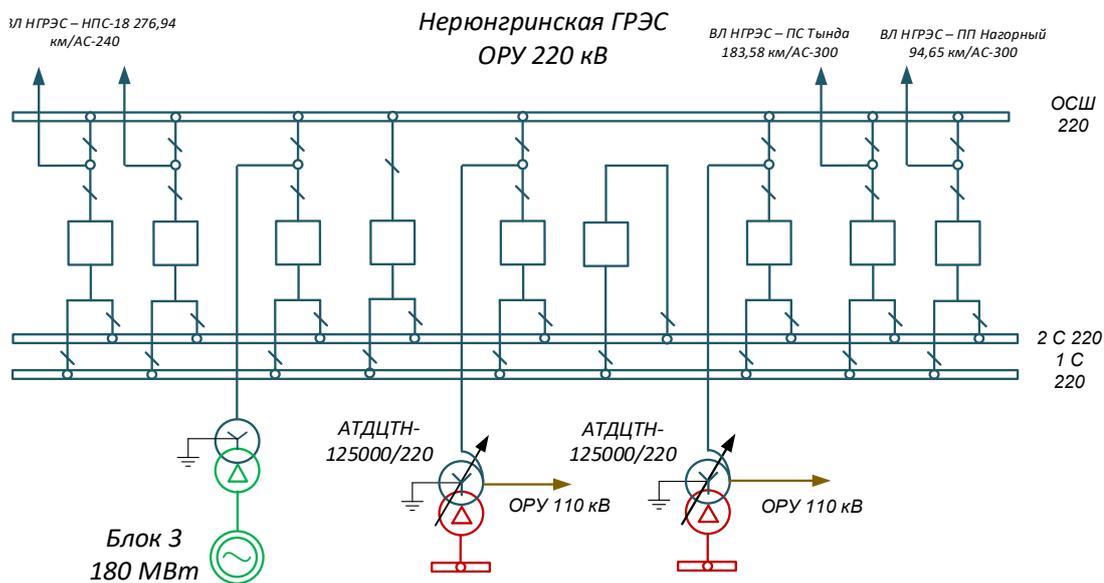


Рисунок 2 – Схема ОРУ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС

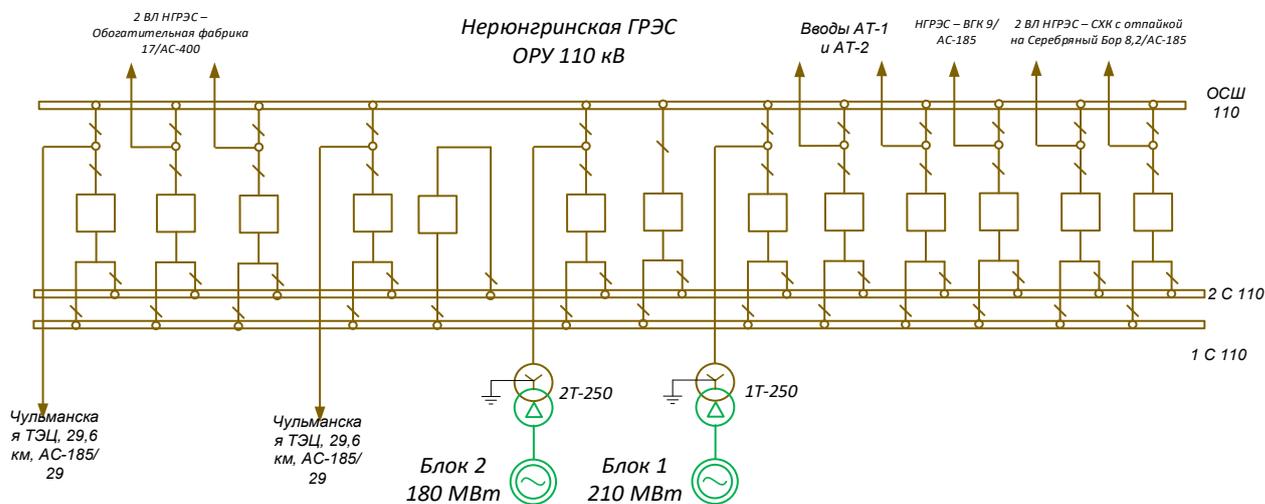


Рисунок 3 – Схема ОРУ 110 кВ Нерюнгринской ГРЭС

При выдаче мощности, токоограничивающим оборудованием на стороне 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС являются:

- трансформаторы тока в ячейках автотрансформаторов и отходящих линий КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19 и ВЛ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный с отпайкой на ПС

НПС-19 марки ТВ-220/252У2, ДДТН и АДТН которых составляет 500 А и 600 А, соответственно; трансформаторы тока 220 кВ в ячейках ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 1 и ВЛ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 2 марки ТБМО-220, ДДТН и АДТН которых составляет 630 А и 756 А, соответственно;

- разъединители марки РНДЗ-16, ДДТН и АДТН составляет 1000 А;
- выключатели марки У-220-2000-25У1, ДДТН и АДТН составляет 2000 А;
- высокочастотные заградители марки ВЗ-1250, ДДТН и АДТН составляет 1250 А; ВЗ-1000, ДДТН и АДТН составляет 1000 А;
- ошиновка 1СШ-220, 2СШ-220 и ОСШ-220 выполненная проводом марки АС-600/72, ошиновка ячеек автотрансформаторов марки АСО-500, ошиновка ячеек ВЛ марки АСО-300/39. Зависимость ДДТН и АДТН указанных марок проводов от температуры наружного воздуха приведены в таблицах 3, 4, 5.

Таблица 3 – Зависимость допустимой токовой нагрузки для провода АС-600/72 от температуры наружного воздуха

Температура, град	-5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40
ДДТН, А	1707	1637	1565	1490	1412	1331	1245	1154	1056	995
АДТН, А	1927	1866	1804	1741	1676	1609	1540	1468	1393	1337

Таблица 4 – Зависимость допустимой токовой нагрузки для провода АСО-500 от температуры наружного воздуха

Температура, град	-5 и ниже	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40
ДДТН, А	1239	1190	1152	1104	1066	1008	960	902	845	749
АДТН, А	1488	1440	1382	1325	1277	1210	1152	1085	1018	931

Таблица 5 – Зависимость допустимой токовой нагрузки для провода АСО-300/39 от температуры наружного воздуха

Температура, град	-5 и ниже	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40
ДДТН, А	1092	1048	1003	955	906	855	801	743	681	614
АДТН, А	1230	1191	1152	1112	1071	1029	985	939	892	842

При выдаче мощности, токоограничивающим оборудованием на стороне 110 кВ Нерюнгринской ГРЭС являются:

- трансформаторы тока в ячейках автотрансформаторов и отходящих линий ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ 1, 2 цепи марки ТВИ-110, ДДТН и АДТН которых составляет 1000 А, соответственно;
- разъединители марки РНДЗ-2-110/1000 ХЛ1, ДДТН и АДТН составляет 1000 А;
- выключатели марки У-110-2000-40У, ДДТН и АДТН составляет 2000 А;
- высокочастотные заградители марки ВЗ-1000, ДДТН и АДТН составляет 1000 А;
- ошиновка 1СШ-110, 2СШ-110 и ОСШ-110 выполненная проводом марки АС-600/72, ошиновка ячеек автотрансформаторов марки АСО-500, ошиновка ячеек ВЛ марки АС-185/29. Зависимость ДДТН и АДТН указанных марок проводов от температуры наружного воздуха приведены в таблицах 3, 4, 6.

Таблица 6 – Зависимость допустимой токовой нагрузки для провода АС-185/29 от температуры наружного воздуха

Температура, град	-5 и ниже	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40
ДДТН, А	778	746	714	681	646	603	567	528	485	456
АДТН, А	873	846	819	790	761	723	693	663	631	602

Допустимая токовая нагрузка автотрансформаторов связи 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС в зависимости от температуры наружного воздуха с учетом токоограничивающего оборудования приведена в таблице 7. Для стороны СН номинальный ток указан для среднего положения РПН (отпайки №№ 7 – 9).

Таблица 7 – Зависимость допустимой токовой нагрузки автотрансформаторов связи Нерюнгринской ГРЭС от температуры наружного воздуха

№ п/п	Автотрансформатор	Обмотка	Длительно допустимый ток ЛЭП, А.				Ограничивающее оборудование.
			Аварийно допустимый ток ЛЭП, А.				
			-5 и ниже	0	25	30	
1	АТ-1, АТ-2 Нерюнгринской ГРЭС	ВН	368	360	299	285	Обмотка АТ
			376	376	376	376	
		СН	699	684	568	541	
			714	714	714	714	

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

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

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

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

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

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

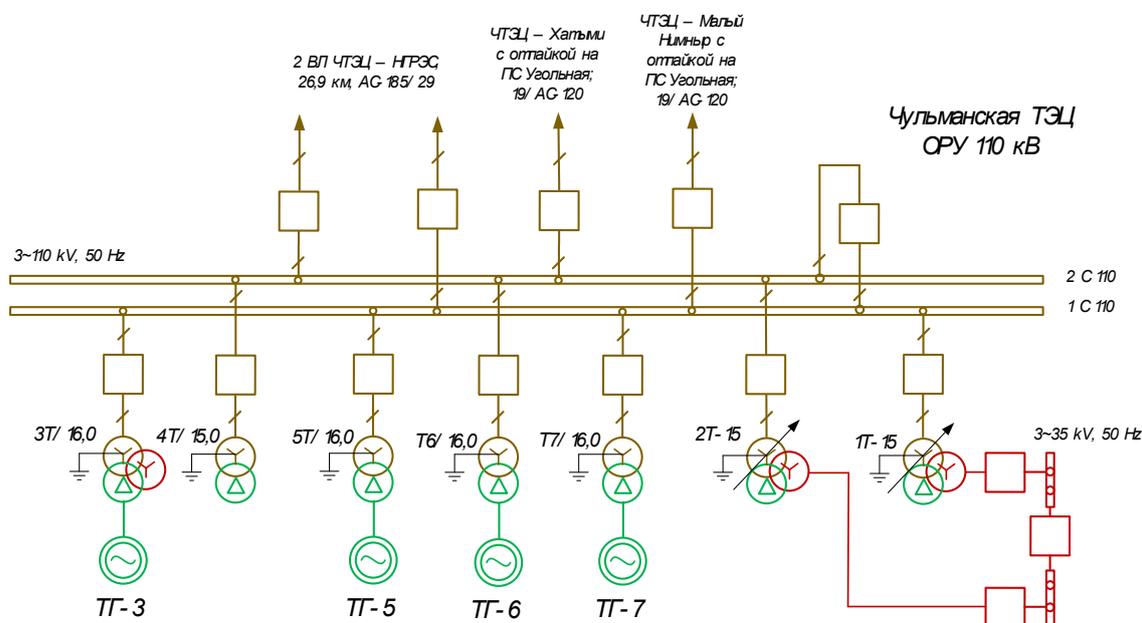


Рисунок 4 – Схема ОРУ 110 кВ Чульманской ТЭЦ

В будущем станция будет реорганизована в Чульманскую водогрейную котельную. ЧТЭЦ выработала себя как источник тепло- и электроэнергии. В течение последних нескольких лет руководство Дальневосточной генерирующей компании рассматривает возможность переноса станции за пределы поселка, поскольку на данный момент станция нарушает экологическую обстановку. Разработан проект строительства новой водогрейной котельной с выносом ее за пределы городского поселения.

Электричество будет поступать в поселок с Нерюнгринской ГРЭС, по объединенной системе [8].

## 2.2 Анализ подстанций

При анализе подстанций будут рассмотрены схемы распределительных устройств на стороне ВН, а также основное оборудование ВН, участвующее в передаче электроэнергии на транзите 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр – Нижний Куранах, а также на транзитах 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында и Нерюнгринская ГРЭС – Нижний Куранах.

ПС 110 кВ Хатыми.

На рисунке 5 представлена нормальная схема РУ ВН ПС 110 кВ Хатыми.

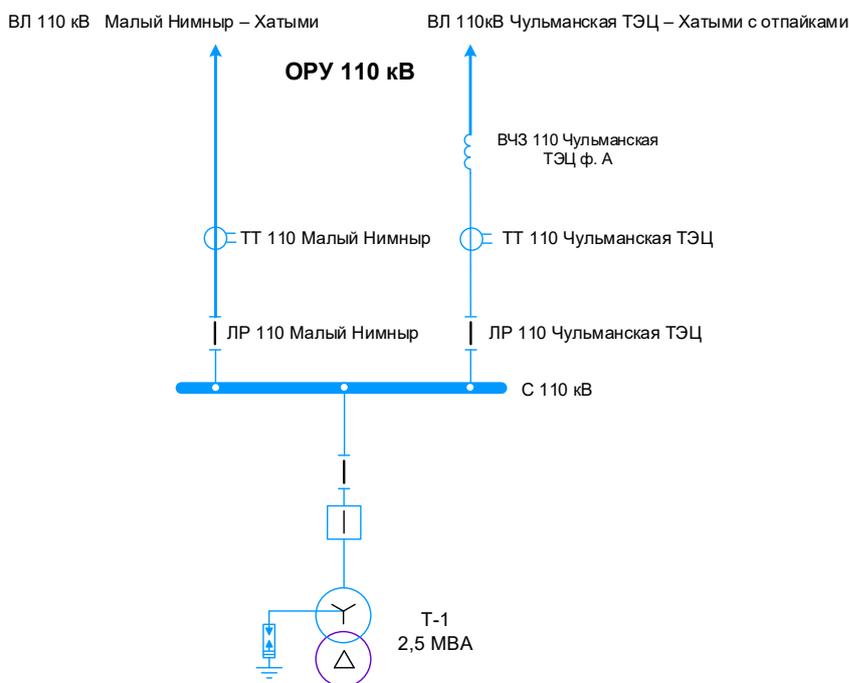


Рисунок 5 – Нормальная схема РУ ВН ПС 110 кВ Хатыми

При перетоке мощности по транзиту по транзиту 110 кВ, токоограничивающим оборудованием на ПС 110 кВ Хатыми являются:

- трансформаторы тока ТТ 110 Малый Нимныр и ТТ 110 Чульманская ТЭЦ марки ТОГ-110-III-УХЛ1, длительно допустимая и аварийно допустимая токовая нагрузка которых составляет 400 А и 480 А, соответственно;

- линейные разъединители ЛР 110 Малый Нимныр и ЛР 110 Чульманская ТЭЦ марки РЛНД-1Б-110/600, длительно допустимая и аварийно допустимая токовая нагрузка которых составляет 600 А;
- высокочастотный заградитель ВЧЗ 110 Чульманская ТЭЦ ф. А марки ВЧЗ 600, длительно допустимая и аварийно допустимая токовая нагрузка которого составляет 600 А;
- ошиновка, выполненная проводом марки АС-120/19, с номинальным током 380 А. Зависимость длительно допустимой и аварийно допустимой токовой нагрузки (далее – ДДТН и АДТН) от температуры наружного воздуха представлена в таблице 3.

ПС 110 кВ Малый Нимныр.

На рисунке 6 представлена нормальная схема РУ ВН ПС 110 кВ Малый Нимныр.

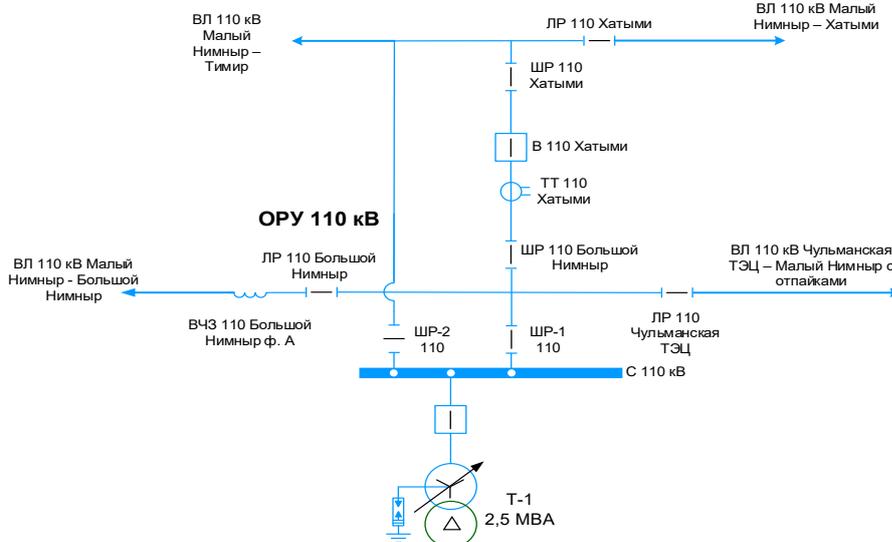


Рисунок 6 – Нормальная схема ПС 110 кВ Малый Нимныр

При передаче мощности по транзиту по транзиту 110 кВ, токоограничивающим оборудованием на ПС 110 кВ Малый Нимныр являются:

- трансформатор тока ТТ 110 Хатыми марки ТГ-145 УХЛ1, ДДТН и АДТН которого составляет 400 А и 480 А, соответственно;

- разъединители: ЛР 110 Хатыми марки РГНП.1а-110/1000-40 УХЛ1, ДДТН и АДТН составляет 1000 А; ЛР 110 Чульманская ТЭЦ и ЛР 110 Большой Нимныр марки СОНК-1а-110/1250, ДДТН и АДТН составляет 1250 А;
- выключатель В 110 Хатыми марки ЛТВ-145D/В1, ДДТН и АДТН составляет 3150 А;
- высокочастотный заградитель ВЧЗ 110 Большой Нимныр ф. А марки ВЧЗ 600, ДДТН и АДТН составляет 600 А;
- ошиновка, выполненная проводом марки АС-120/19, с номинальным током 380 А. Зависимость ДДТН и АДТН от температуры наружного воздуха представлена в таблице 3.

Таблица 7 – Зависимость допустимой токовой нагрузки для провода АС-120/19 от температуры наружного воздуха

Температура, град	-5 и ниже	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40
ДДТН, А	532	494	456	437	418	401	380	357	334	307
АДТН, А	589	570	547	524	505	479	456	429	403	384

ПС 110 кВ Большой Нимныр.

На рисунке 7 представлена нормальная схема РУ ВН ПС 110 кВ Большой Нимныр.

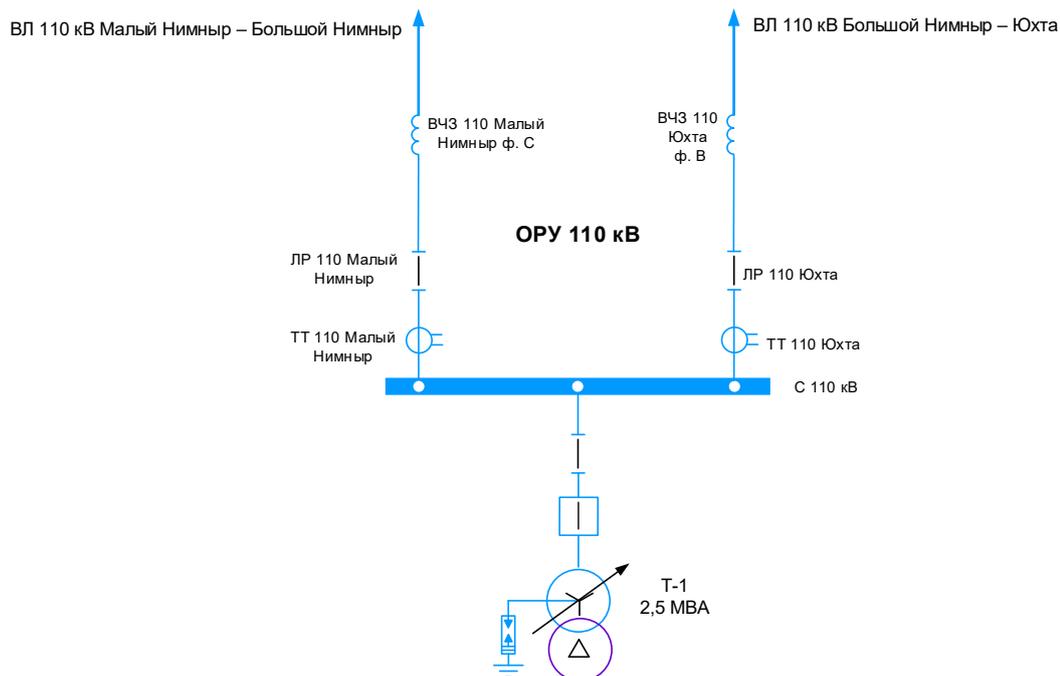


Рисунок 7 – Нормальная схема РУ ВН ПС 110 кВ Большой Нимыр

При передаче мощности по транзиту по транзиту 110 кВ, токоограничивающим оборудованием на ПС 110 кВ Большой Нимыр являются:

- трансформаторы тока ТТ 110 Малый Нимыр и ТТ 110 Юхта марки ТОГ-110-III-УХЛ1, ДДТН и АДТН которых составляет 400 А и 480 А, соответственно;
- разъединители ЛР 110 Малый Нимыр и ЛР 110 Юхта марки РНДЗ-16-110, ДДТН и АДТН составляет 630 А;
- высокочастотные заградители ВЧЗ 110 Малый Нимыр ф. В и ВЧЗ 110 Юхта ф. А марки ВЗ-1000, ДДТН и АДТН которых составляет 1000 А;
- ошиновка, выполненная проводом марки АС-120/19, с номинальным током 380 А. Зависимость ДДТН и АДТН от температуры наружного воздуха представлена в таблице 3.

ПС 110 кВ Юхта.

На рисунке 8 представлена нормальная схема РУ ВН ПС 110 кВ Юхта.

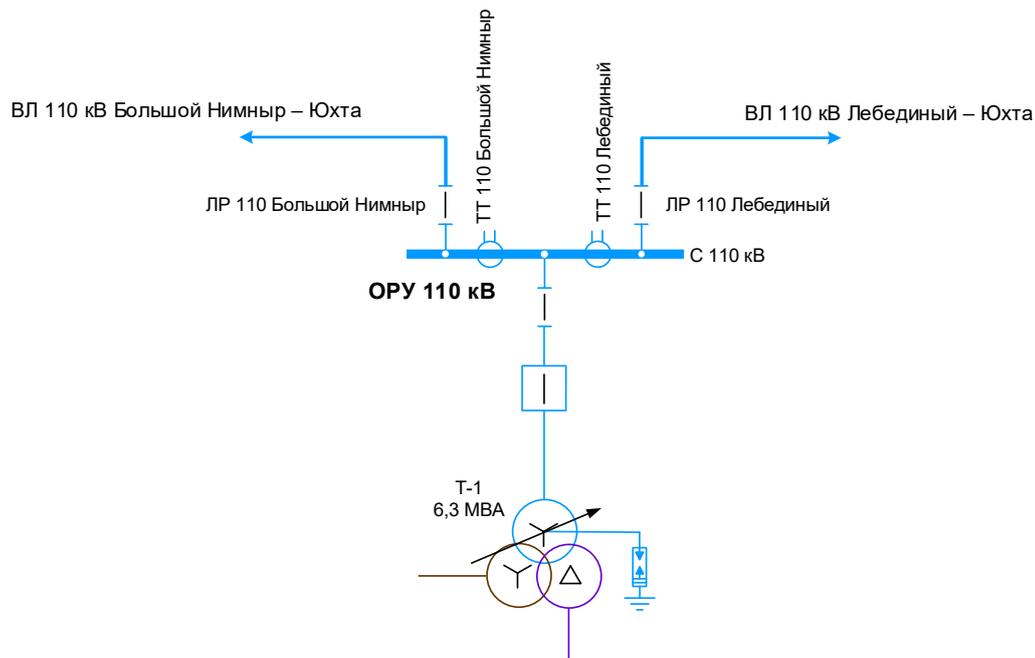


Рисунок 8 – Нормальная схема РУ ВН ПС 110 кВ Юхта

При передаче мощности по транзиту по транзиту 110 кВ, токоограничивающим оборудованием на ПС 110 кВ Юхта являются:

- трансформаторы тока ТТ 110 Большой Нимныр и ТТ 110 Лебединный марки ТОГ-110-III-УХЛ1, ДДТН и АДТН которых составляет 400 А и 480 А, соответственно;
- разъединители ЛР 110 Большой Нимныр и ЛР 110 Лебединный марки СОНК 12-31,5-1, ДДТН и АДТН составляет 1250 А;
- ошиновка, выполненная проводом марки АС-120/19, с номинальным током 380 А. Зависимость ДДТН и АДТН от температуры наружного воздуха представлена в таблице 3.

ПС 110 кВ Лебединный.

На рисунке 9 представлена нормальная схема РУ ВН ПС 110 кВ Лебединный.

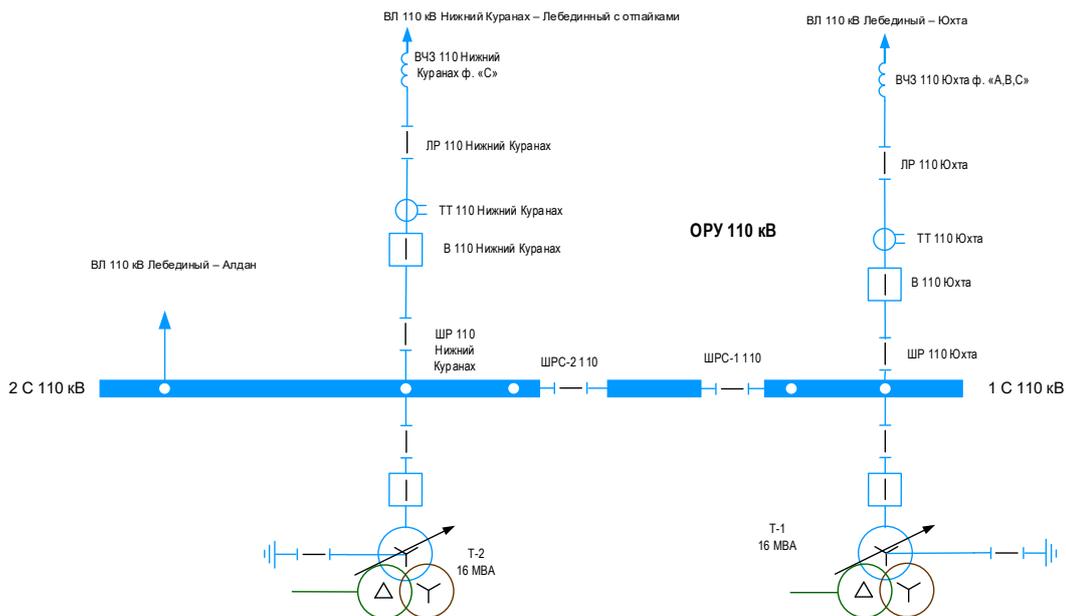


Рисунок 9 – Нормальная схема РУ ВН ПС 110 кВ Лебединый

При передаче мощности по транзиту 110 кВ, токоограничивающим оборудованием на ПС 110 кВ Лебединый являются:

- трансформаторы тока ТТ 110 Юхта и ТТ 110 Нижний Куранах марки TG-145 УХЛ1, ДДТН и АДТН которых составляет 400 А и 480 А, соответственно;
- разъединитель ЛР 110 Нижний Куранах марки РГНП.2-110.П/1000, ДДТН и АДТН составляет 1000 А; разъединитель ЛР 110 Юхта марки SONK 12-31,5-2, ДДТН и АДТН составляет 1250 А;
- выключатель В 110 Нижний Куранах марки МКП-110м-3,5, ДДТН и АДТН составляет 600 А; выключатель В 110 Юхта марки ЛТВ-145 D1/В ДДТН и АДТН составляет 3150 А;
- высокочастотные заградители ВЧЗ 110 Нижний Куранах ф. С и ВЧЗ 110 Юхта ф. В марки ВЗ-1250, ДДТН и АДТН которых составляет 1250 А;

- ошиновка, выполненная проводом марки АС-120/19, с номинальным током 380 А. Зависимость ДДТН и АДТН от температуры наружного воздуха представлена в таблице 3.

ПС 220 кВ НПС-18.

На рисунке 10 представлена нормальная схема РУ 220 кВ ПС 220 кВ НПС-18.

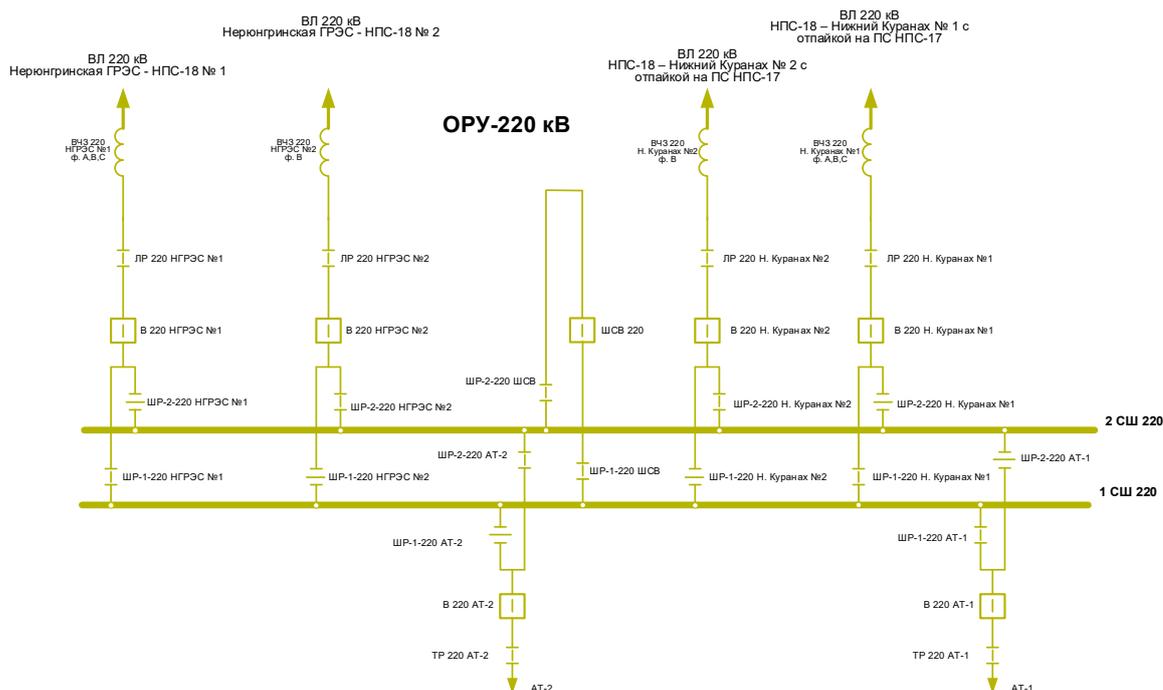


Рисунок 10 – Нормальная схема РУ ВН ПС 220 кВ НПС-18.

При передаче мощности через РУ 220 кВ ПС 220 кВ НПС-18, токоограничивающим оборудованием является:

- трансформаторы тока, встроенные в выключатели линий, ДДТН и АДТН которых составляет 600 А и 756 А, соответственно;
- разъединители ЛР 220 Н. Куранах № 1, ЛР 220 Н. Куранах № 2, ЛР 220 НГРЭС № 1, ЛР 220 НГРЭС № 2 марки РН П СЭЩ-2-III-220/1250 УХЛ1, ДДТН и АДТН составляет 1250 А;
- выключатели В 220 Н. Куранах № 1, В 220 Н. Куранах № 2, В 220 НГРЭС № 1, В 220 НГРЭС № 2 марки ЗАР1 ДТ-245-40/2000, ДДТН и АДТН составляет 2000 А;

- высокочастотные заградители ВЧЗ 220 Н. Куранах № 1 ф. А, В, С, ВЧЗ 220 Н. Куранах № 2 ф. В, ВЧЗ 220 НГРЭС № 1 ф. А, В, С и ВЧЗ 220 НГРЭС № 2 ф. В DLTC 1250/0,5, ДДТН и АДТН которых составляет 1250 А;

- ошиновка, выполненная проводом марки АС-300/39, с номинальным током 801 А. Зависимость ДДТН и АДТН от температуры наружного воздуха представлена в таблице 4.

Таблица 8 – Зависимость допустимой токовой нагрузки для провода АС-300/39 от температуры наружного воздуха

Температура, град	-5 и ниже	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40
ДДТН, А	1092	1048	1003	955	906	855	801	743	681	614
АДТН, А	1230	1191	1152	1112	1071	1029	985	939	892	842

ПС 220 кВ Нижний Куранах.

На рисунках 11 и 12 представлены нормальные схемы РУ 110 и 220 кВ ПС 220 кВ Нижний Куранах.

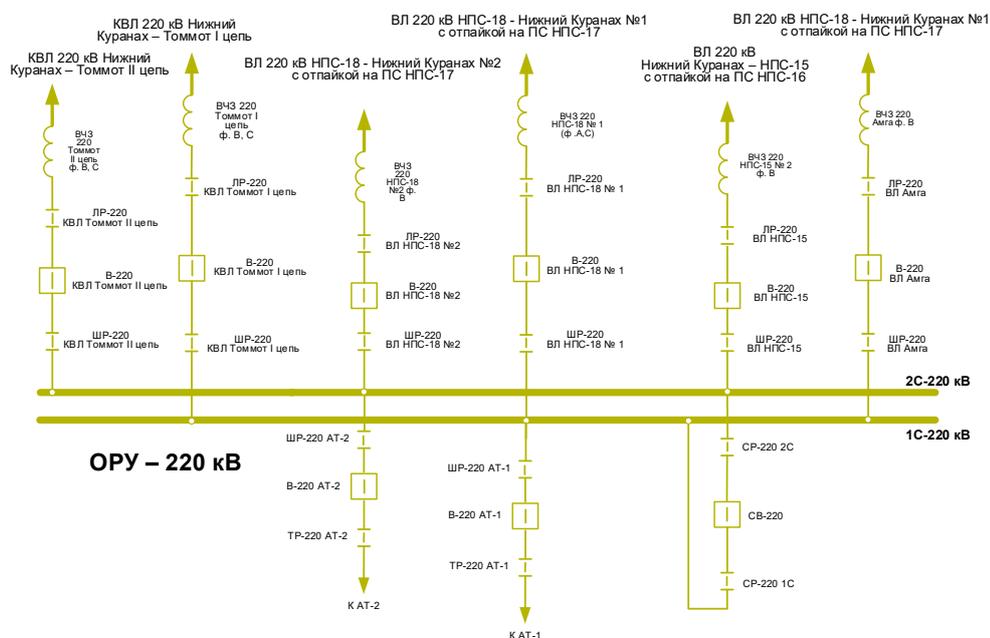


Рисунок 11 – Нормальная схема РУ 220 кВ ПС 220 кВ Нижний Куранах

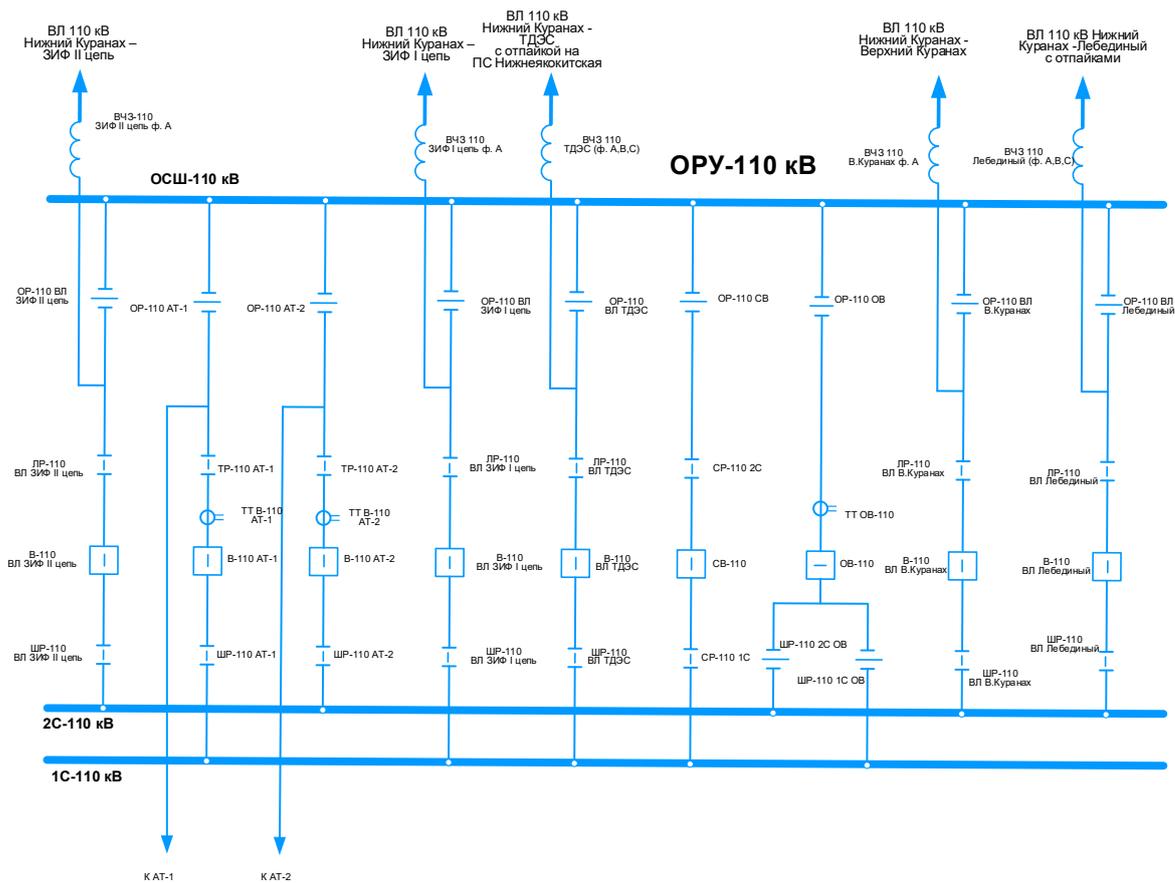


Рисунок 12 – Схема РУ 110 кВ ПС 220 кВ Нижний Куранах

При передаче мощности через ПС 220 кВ Нижний Куранах, токоограничивающим оборудованием на стороне 220 кВ является:

- выключатели В-220 КВЛ Томмот I цепь, В-220 КВЛ Томмот II цепь, В-220 ВЛ НПС-18 № 1, В-220 ВЛ НПС-18 № 2, В-220 ВЛ НПС-15, В-220 ВЛ Амга марки ЗАР1 ДТ-245/ЕК, ДДТН и АДТН составляет 1000 А;
- трансформаторы тока, встроенные в выключатели линий, ДДТН и АДТН которых составляет 1000 А и 1200 А, соответственно;
- разъединители ЛР-220 КВЛ Томмот I цепь, ЛР -220 КВЛ Томмот II цепь, ЛР -220 ВЛ НПС-18 № 1, ЛР -220 ВЛ НПС-18 № 2 марки DBF-245 и ЛР -220 ВЛ НПС-15, ЛР -220 ВЛ Амга марки РГ.1а-220.И/1000 УХЛ1, ДДТН и АДТН составляет 1000 А;
- высокочастотные заградители ВЧЗ-220 КВЛ Томмот I цепь, ВЧЗ-220 КВЛ Томмот II цепь, ВЧЗ-220 ВЛ НПС-15, ВЧЗ-220 ВЛ Амга марки

DLTC 1250/0,5, ДДТН и АДТН которых составляет 1250 А; ВЧЗ-220 ВЛ НПС-18 № 1, ВЧЗ-220 ВЛ НПС-18 № 2 марки ВЗ-1000-0,6, ДДТН и АДТН которых составляет 1000 А;

- ошиновка, выполненная проводом марки АС-300/39, с номинальным током 801 А. Зависимость ДДТН и АДТН от температуры наружного воздуха представлена в таблице 4.

Токоограничивающим оборудованием на стороне 110 кВ являются:

- выключатель В-110 ВЛ Лебединый марки ТВ-110-II-У2, ДДТН и АДТН которого составляет 2000 А;

- трансформатор тока, встроенный в выключатель линии, ДДТН и АДТН которого составляет 500 А и 600 А, соответственно;

- разъединитель ЛР-110 ВЛ Лебединый марки РНДЗ.2 – 110, ДДТН и АДТН составляет 1000 А;

- высокочастотный заградитель ВЧЗ-110 ВЛ Лебединый ф. А, В, С марки ВЗ-600-0,25, ДДТН и АДТН составляет 600 А;

- ошиновка, выполненная проводом марки АС-240/39, с номинальным током 686 А. Зависимость ДДТН и АДТН от температуры наружного воздуха представлена в таблице 5.

Таблица 9 – Зависимость допустимой токовой нагрузки для провода АС-240/39 от температуры наружного воздуха.

Температура, град	-5 и ниже	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40
ДДТН, А	935	897	858	818	776	732	686	637	584	527
АДТН, А	1051	1018	985	951	916	880	842	804	763	721

ПС 220 кВ Тында.

На рисунке 13 представлена нормальная схема РУ 220 кВ ПС 220 кВ Тында. РУ 220 кВ на ПС 220 кВ Тында выполнено в виде КРУЭ 220 кВ с номинальным током 3150 А. Ошиновка вводов 220 кВ выполнена кабелем

марки ПвПу2г 1х500гж/95. Вводы кабельных линий в КРУЭ выполнены по типу «элегаз-кабель»

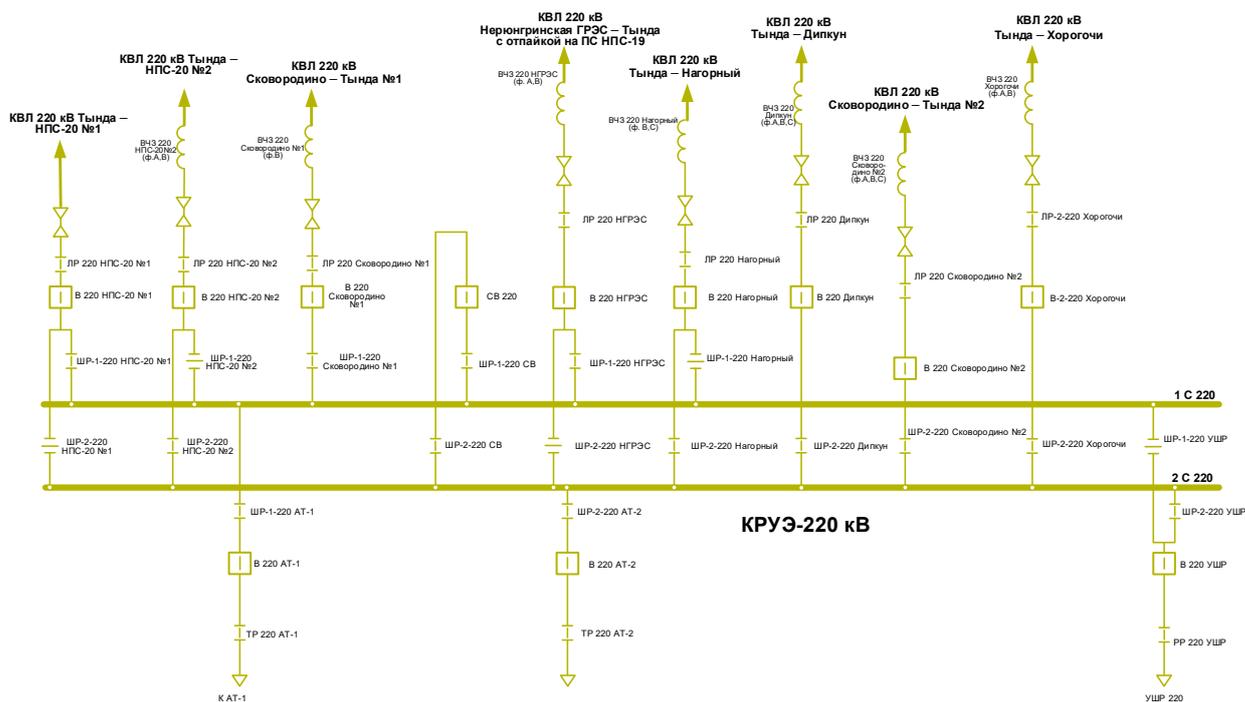


Рисунок 13 – Схема РУ 220 кВ ПС 220 кВ Тынды

При передаче мощности из ЮЯЭР в энергосистему Амурской области, токоограничивающим оборудованием со стороны ПС 220 Тынды является:

- выключатели В 220 НГРЭС и В 220 Нагорный марки ZF 16-252(L), ДДТН и АДТН составляет 3150 А;
- трансформаторы тока, встроенные в выключатели линий, ДДТН и АДТН которых составляет 630 А и 756 А, соответственно;
- разъединители ЛР 220 НГРЭС и ЛР 220 Нагорный марки DS-220/3150, ДДТН и АДТН составляет 3150 А;
- высокочастотные заградители ВЧЗ 220 НГРЭС, ВЧЗ 220 Нагорный DLTC 1250/0,5, ДДТН и АДТН которых составляет 1250 А;
- шины КРУЭ, выполненные в виде жёсткой полосы с номинальным током 3150 А, а также ошиновка, выполненная кабелем марки ПвПу2г 1х500гж/95. Зависимость ДДТН и АДТН кабеля от температуры наружного воздуха представлена в таблице 6.

Таблица 10 – Зависимость допустимой токовой нагрузки для кабеля ПвПу2г 1х500гж/95 от температуры наружного воздуха.

Температура, град	-5 и ниже	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40
ДДТН, А	1099	1071	1035	1008	972	944	908	872	811	817
АДТН, А	1209	1178	1139	1109	1069	1038	999	959	892	899

### 2.3 Анализ ЛЭП

Для дальнейшего анализа схемно-режимной и режимно-балансовой ситуаций в районе проектирования необходимо провести анализ линий электропередачи, а именно, определить их длительно допустимые и аварийно допустимые токовые нагрузки с учетом токоограничивающего оборудования, установленного на подстанциях и электростанциях рассматриваемого района.

По результатам проведенного анализа ЛЭП 220 и 110 кВ рассматриваемого района сведем в таблицу данные ДДТН и АДТН ЛЭП с учётом токоограничивающего оборудования, установленного на подстанциях и электростанциях.

Таблица 11 – Допустимая токовая нагрузка линий электропередачи рассматриваемого района проектирования.

№ п/п	Линия электропередачи	Марка провода	Допустимый ток ограничивающего оборудования*, А				Длительно допустимый ток ЛЭП, А.				Ограничивающее оборудование.
			В	Р	ВЧЗ	ТТ	Аварийно допустимый ток ЛЭП, А.				
							-5 и ниже	0	25	30	
1.	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный	АС- 300/39	2000	1000	1000	500/600	500	500	500	500	Нерюнгринская ГРЭС - ТТ
			4000	1000	1250	1000/1200	600	600	600	600	
2.	КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында	АС- 300/39	2000	1000	1000	500/600	500	500	500	500	Нерюнгринская ГРЭС - ТТ
			3150	3150	1250	630/756	600	600	600	600	
3.	КВЛ 220 кВ Тында - Нагорный	АС- 300/39	3150	3150	1250	630/756	630	630	630	630	ПС 220 кВ Тында - ТТ
			4000	1000	1250	1000/1200	756	756	756	756	
4.	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 1	АС- 300/39	2000	1000	1000	630/756	630	630	630	630	Нерюнгринская ГРЭС – ТТ; ПС 220 кВ НПС-18 - ТТ
			2000	1250	1250	630/756	756	756	756	756	

Продолжение таблицы 6

5.	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС- 18 № 2	АС- 300/39	2000	1000	1000	630/756	630	630	630	630	Нерюнгринская ГРЭС – ТТ; ПС 220 кВ НПС-18 - ТТ
			2000	1250	1250	630/756	756	756	756	756	
6.	ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах № 1	АС- 300/39	2000	1250	1250	630/756	630	630	630	630	ПС 220 кВ НПС-18 - ТТ
			1000	1000	1000	1000/1200	756	756	756	756	
7.	ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах № 2	АС- 300/39	2000	1250	1250	630/756	630	630	630	630	ПС 220 кВ НПС-18 - ТТ
			1000	1000	1000	1000/1200	756	756	756	756	
8.	ВЛ 110 кВ Большой Нимныр - Юхта	АС- 120/19	-	630	1000	400/480	400	400	380	357	ПС 110 кВ Большой Нимныр – ошиновка, ТТ; ПС 110 кВ Юхта – ошиновка, ТТ; Провод ВЛ
			-	1250	-	400/480	480	480	456	429	
9.	ВЛ 110 кВ Лебединый - Юхта	АС- 120/19	3150	1250	1250	400/480	400	400	380	357	ПС 110 кВ Лебединый– ошиновка, ТТ; ПС 110 кВ Юхта – ошиновка, ТТ; Провод ВЛ
			-	1250	-	400/480	480	480	456	429	

Продолжение таблицы 6

10.	ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр	АС- 120/19	3150	1250	600	-	400	400	380	357	ПС 110 кВ Большой Нимныр – ошиновка, ТТ; ПС 110 кВ Малый Нимныр – ошиновка; Провод ВЛ
			-	630	1000	400/480	480	480	456	429	
11.	ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Хатыми	АС- 120/19	3150	1000	630	400/480	400	400	380	357	ПС 110 кВ Малый Нимныр – ошиновка, ТТ; ПС 110 кВ Хатыми – ошиновка, ТТ; Провод ВЛ
			-	600	630	400/480	480	480	456	429	
12.	ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ 1 цепь	АС- 185/24	2000	1000	600	1000	400	400	400	400	Чульманская ТЭЦ – ТТ
			600	1000	1000	400	400	400	400	400	
13.	ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ 2 цепь	АС- 185/24	2000	1000	600	1000	400	400	400	400	ПС 110 кВ Большой Нимныр – ошиновка, ТТ; ПС 110 кВ Юхта – Ошиновка, ТТ; Провод ВЛ
			600	1000	1000	400	400	400	400	400	

Продолжение таблицы 6

14.	ВЛ 110 кВ Нижний Куранах - Лебединый	АС- 120/19	2000	1000	600	500/600	400	400	380	357	ПС 110 кВ Лебединый– ошиновка, ТТ; Провод ВЛ
			600	1000	1250	400/480	480	480	456	429	
15.	ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр	АС- 120/19	600	600	1000	400/480	400	400	380	357	ПС 110 кВ Малый Нимныр – ошиновка, ТТ; Чульманская ТЭЦ – ТТ; Провод ВЛ
			3150	1250	-	400/480	480	480	456	429	
16.	ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми	АС- 120/19	1000	600	1000	400/480	400	400	380	357	ПС 110 кВ Хатыми – ошиновка, ТТ; Чульманская ТЭЦ – ТТ; Провод ВЛ
			-	600	600	400/480	480	480	456	429	

Примечание – число в числителе – ДДТН элемента, в знаменателе – АДТН. Если в ячейке одно число, то ДДТН=АДТН

### 3 АНАЛИЗ СХЕМНО – РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Основными задачами данного раздела являются определение ограничений в существующих режимах работы рассматриваемой электрической сети, а также определение «узких» мест рассматриваемого участка энергосистемы.

По результатам расчётов установившихся электроэнергетических режимов решается ряд задач, а именно:

- оценка параметров режима на предмет нахождения в области допустимых значений для характерных величин потребления в зависимости от расчётного периода;

- разработка оптимальных мероприятий, направленных на повышение пропускной способности путем применения противоаварийной автоматики, сетевого строительства и модернизации существующего сетевого оборудования в энергосистеме;

- проверка обеспечения требований к надежности электроснабжения потребителей в существующей схеме сети.

#### **3.1 Выбор методов исследования пропускной способности системообразующих электрических сетей.**

В зависимости от наличия или отсутствия КС, существует 2 метода исследования пропускной способности электрических сетей:

- при отсутствии контролируемого сечения параметры ПС, ЛЭП и электросетевого оборудования сравниваются с длительно и аварийно допустимыми в нормальной (или ремонтной) и послеаварийной схеме (в том числе и в ремонтных схемах) соответственно.

- при наличии контролируемого сечения переток мощности в КС сравнивается с максимально допустимым в нормальных (ремонтных) и послеаварийных схемах (в том числе и в ремонтных схемах).

Поскольку в рассматриваемой части электрической сети Южно-Якутского энергорайона имеются контролируемые сечения «Якутия -

Амурэнерго», «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18» и «АТ Нерюнгринской ГРЭС», дальнейшее исследование пропускной способности будет проводиться согласно методу, изложенному во втором буллите. Для исследования прежде всего необходим расчет МДП в рассматриваемых КС.

Максимально допустимый переток (МДП) мощности в КС – максимальный переток активной мощности в КС, который обеспечивает допустимые параметры электроэнергетического режима в нормальной (ремонтной) схеме и в ПАР после НВ. Данный переток определяется соответствующим диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике [21].

МДП в КС должен соответствовать следующим критериям:

1) Коэффициент запаса СУ по активной мощности в КС в нормальном режиме в схеме электрической сети до возникновения НВ должен составлять не менее 0,2.

В соответствии с этим критерием значение МДП в КС определяется по формуле:

$$P_M = 0,8 * P_{пр} - \Delta P_{нк}, \quad (1)$$

где  $P_{пр}$  – предельный переток мощности в КС,  $P_{нк}$  – величина нерегулярных колебаний мощности в КС.

2) Коэффициент запаса СУ по активной мощности в КС в ПАР после НВ должен составлять не менее 0,08.

В соответствии с этим критерием значение МДП в КС определяется по формуле:

$$P_M = P_{д/ав}(P_{п/ав}) - \Delta P_{нк} + \Delta P_{ПА}, \quad (2)$$

где  $P_{п/ав} = 0,92 * P_{пр}^{п/ав}$  – допустимый переток активной мощности в КС в ПАР после НВ (МВт),  $P_{д/ав}(P_{п/ав})$  – переток активной мощности в КС в

доаварийной схеме, соответствующий допустимому перетоку активной мощности в КС в ПАР после НВ (МВт),  $\Delta P_{ПА}$  – величина изменения перетока активной мощности в КС при реализации УВ от устройств противоаварийной автоматики (МВт).

3) Коэффициент запаса СУ по напряжению в узле нагрузки в ПАР после НВ должен составлять не менее 0,1.

В соответствии с этим критерием значение МДП в КС определяется по формуле:

$$P_M = P_{д/ав}(U_{п/ав}^{доп}) - \Delta P_{нк} + \Delta P_{ПА}, \quad (3)$$

где  $U_{п/ав}^{доп} = U_{кр} * 1,1$  – допустимое напряжение в узле нагрузки в ПАР после НВ (кВ),  $P_{д/ав}(U_{п/ав}^{доп})$  – переток активной мощности в КС в доаварийной схеме, соответствующий допустимому напряжению в узле нагрузки в ПАР после НВ (МВт).

4) Обеспечение динамической устойчивости генерирующего оборудования электрических станций после НВ.

В соответствии с этим критерием значение МДП в КС определяется по формуле:

$$P_M = P_{дин}^{пред} - \Delta P_{нк}, \quad (4)$$

где  $P_{дин}^{пред}$  – предельный по динамической устойчивости переток активной мощности в контролируемом сечении (МВт).

5) Токовая нагрузка ЛЭП и электросетевого оборудования в ПАР после НВ не должна превышать значение АДТН для 20 минут.

В соответствии с этим критерием значение МДП в КС определяется по формуле:

$$P_M = P_{д/ав}(I_{п/ав}^{доп}) - \Delta P_{нк} + \Delta P_{ПА}, \quad (5)$$

где  $I_{п/ав}^{доп}$  – АДТН ЛЭП (электросетевого оборудования) (А),  $P_{д/ав}(I_{п/ав}^{доп})$  – переток активной мощности в КС в доаварийной схеме, соответствующий АДТН ЛЭП (электросетевого оборудования) в ПАР после НВ (МВт).

Значение МДП в КС должно соответствовать минимальному из значений допустимого перетока активной мощности в КС, определенных в соответствии со значениями, полученными при выполнении расчетов в пунктах 1 – 5.

Итоговое значение МДП в КС, увеличенное на величину амплитуды НК активной мощности в КС, необходимо сравнить со значениями, определенными по следующим критериям:

А) Коэффициент запаса СУ по напряжению в узле нагрузки в нормальном режиме (в доаварийной схеме) должен составлять не менее 0,15.

В соответствии с этим критерием значение МДП в КС определяется по формуле:

$$P_M = P(U_{доп}) - \Delta P_{нк}, \quad (6)$$

где  $U_{доп} = U_{кр} * 1,15$ ,  $P(U_{доп})$  – переток активной мощности по соответствующей ЛЭП и электросетевому оборудованию или в КС в доаварийной схеме, соответствующий допустимому напряжению в узле нагрузки в доаварийной схеме (МВт).

При невыполнении пункта А:

– при управлении режимом сети необходимо осуществление контроля обеспечения МДН в узлах нагрузки;

– при планировании режима энергосистемы необходимо использование полученного значения по данному критерию.

Б) Токовая нагрузка ЛЭП и электросетевого оборудования в нормальном режиме (в доаварийной схеме) не должна превышать ДДТН.

В соответствии с этим критерием значение МДП в КС определяется по

формуле:

$$P_M = P(I_{\text{доп}}) - \Delta P_{\text{нк}}, \quad (7)$$

где  $I_{\text{доп}}$  – длительно допустимая токовая нагрузка ЛЭП (электросетевого оборудования) (А),  $P(I_{\text{доп}})$  – переток активной мощности по соответствующей ЛЭП и электросетевому оборудованию или в контролируемом сечении в доаварийной схеме, соответствующий ДДТН ЛЭП (электросетевого оборудования) (МВт).

При невыполнении пункта Б:

- при управлении режимом сети необходимо осуществление контроля обеспечения ДДТН соответствующей ЛЭП, электросетевого оборудования;
- при планировании режима энергосистемы необходимо использование полученного значения по данному критерию.

При определении МДП в КС должны учитываться НВ, связанные с:

- КЗ на сетевых элементах (кроме СШ) переменного тока;
- КЗ на СШ ЭС и ПС;
- аварийными небалансами активной мощности (отключение ГО ЭС (для дефицитных энергосистем), отключение потребителей (для избыточных энергосистем)).

Для корректности и однозначности требований к СУ энергосистем необходимо разделение нормативных возмущений на группы (I, II и III). В нормальных схемах рассматриваются все три группы нормативных возмущений, в ремонтных – I и II [26].

Таблица 12 – Группы нормативных возмущений

Нормативные возмущения	Распределение нормативных возмущений по группам нормативных возмущений в электрической сети с номинальным напряжением, кВ	
	110-220	330-500
1 Отключение сетевого элемента основной защитой при однофазном КЗ с неуспешным АПВ	I	I
2 Отключение сетевого элемента резервной защитой (при невыполнении на сетевом элементе основной защиты) при однофазном КЗ с неуспешным АПВ	II	II
3 Отключение сетевого элемента основной защитой при трехфазном КЗ с неуспешным АПВ	II	-
4 Отключение сетевого элемента основной защитой при двухфазном КЗ на землю с неуспешным АПВ	-	II
5 Отключение сетевого элемента основной защитой при однофазном КЗ с отказом одного выключателя	III	III
6 Отключение в результате нормативного возмущения группы I двух ВЛ (КВЛ), провода воздушной части которых размещены на одних опорах на протяжении более 50 % длины более короткой ВЛ (воздушной части КВЛ)	III	III
7 Отключение одной СШ основными защитами и при однофазном КЗ	III	II

Малая величина МДП в КС может являться причиной следующих негативных факторов:

- затрудненный вывод в ремонт транзитных ВЛ, генерирующего оборудования и сетевых элементов, влияющих на МДП в КС;
- высокий риск нарушения электроснабжения потребителей;
- усложненное управление режимом ЭЭС.

При выявлении в результате расчета МДП в КС малой величины МДП, необходимо выполнение одного или нескольких из следующих мероприятий:

- усиление состава КС (строительство новой ЛЭП, увеличение пропускной способности существующих ЛЭП, замена оборудования);
- установка устройств противоаварийной автоматики, действующей на разгрузку генерирующего оборудования по активной мощности или его отключение в избыточной части энергосистемы при отсутствии такой автоматики и модернизация существующей при ее наличии.

Решение о реализации одного из вышеназванных мероприятий должно быть принято после технико-экономического анализа (в частности, анализа

установившихся режимов – основной составляющей этого анализа) существующей электрической сети [10].

### **3.2 Характеристика программного обеспечения, необходимого для выполнения поставленных задач.**

*ПВК «RastrWin3».*

Вследствие сложности и масштабности рассматриваемых эквивалентов энергосистем для расчета электроэнергетических режимов будем использовать ПВК «RastrWin3».

Дадим краткое описание структуры программы и ее основных функций.

Программный комплекс RastrWin3 предназначен для решения задач по расчету, оптимизации и анализу режимов электрических сетей и систем. Помимо этого, ПВК позволяет рассчитывать статическую устойчивость, токи короткого замыкания, рассчитывать параметры переходных процессов, происходящих в энергосистеме [27].

Для проведения расчетов в ПВК необходимо подготовить исходные данные: параметры схемы, величины нагрузок, параметры генераторов, СКРМ и т.д. Указанные параметры заполняются в соответствующие вкладки программы («Узлы», «Ветви», «Генераторы/ИД», «Анцапфы» и т.д.).

Расчет режимов в ПВК RastrWin3 производится на основе итерационного метода Ньютона. Максимальное число итераций при этом может быть изменено пользователем.

При расчете режимов возможен неуспешный результат расчета, когда его параметры не соответствуют требованиям, необходимым для функционирования сети.

В RastrWin3 результат расчета режима сети неуспешен по следующим причинам:

- напряжение в каком-либо из узлов сети снизилось в 2 раза и более по отношению к номинальному;
- напряжение в каком-либо из узлов сети повысилось в 2 раза и более по отношению к номинальному;

- угол передачи мощности по какой-либо ЛЭП превышает  $90^\circ$ ;
- число итераций расчета превысило предельно допустимое.

*«Программа автоматизированного расчета устойчивости систем» («ПАРУС»).*

«Программа автоматизированного расчета устойчивости систем» («ПАРУС») предназначена для проведения автоматизированных расчетов МДП в КС в соответствии с требованиями МУ по устойчивости энергосистем. Данная программа является лицензированной и предназначена для внутреннего пользования в АО «СО ЕЭС».

Для работы программы на ПК пользователя должны быть установлены:

- ПВК «RastrWin3» (расчеты установившихся режимов производятся расчетным модулем Astra.dll ПК «RastrWin»);
- приложение Microsoft Office Excel (для вывода результатов расчетов);
- приложение Microsoft Office Word (для вывода результатов расчетов).

Для определения МДП в КС необходимо подготовить следующие файлы RastrWin3:

- файл режима в формате «.rg2» (в данном файле должна быть представлена информация о АДТН, ДДТН ЛЭП и электросетевых элементов, критическом напряжении в узлах нагрузки. Для расчета нормативных возмущений необходимо выделить в RastrWin3 требуемые к отключению узлы и ветви);
- файл сечения в формате «.sch»;
- файл траектории утяжеления в формате «.ut2»;
- определение величины нерегулярных колебаний в КС.

Данная программа позволяет рассчитывать МДП для нескольких температур и для различных ремонтных схем, которые можно считать как отдельно (при этом необходимо моделировать отдельные файлы rg2 и поставить галочку в меню программы «Считать только нормальную схему»), так и совместно (создавая один файл rg2, в котором необходимо выделить элементы, отключаемые для моделирования ремонтных схем. Также

необходимо убрать галочку в меню программы «Считать только нормальную схему»).

### *PTC MathCad 15.*

Mathcad – программа, предназначенная преимущественно для удобного расчета различных характеристик и величин пользователем, а также для построения графических схем. Интерфейс данной программы отличается простотой и удобством, что облегчает проведение масштабных расчетов. Расчет различных величин представляется графически.

Решению различных технических задач в Mathcad способствует множество содержащихся в программе встроенных функций и операторов. Возможно проведение операций с матрицами, векторами, скалярными величинами, а также перевод единиц измерения.

На основе проведенного исследования литературных источников, были определены методики и технические подходы для повышения пропускной способности контролируемых сечений, определены методы расчета МДП в данных КС и программные комплексы, с помощью которых будет производиться указанный расчет.

### **3.3 Моделирование существующего участка электрической сети**

Моделирование участка существующей электрической сети производится в ПВК RastrWin 3. Для ЛЭП параметры задаются в соответствии с П-образной схемой замещения, для Т, АТ – в соответствии с Г-образной схемой замещения. Также для Т, АТ необходимо задание устройств регулирования напряжения (РПН, ПБВ). Параметры вышеуказанных элементов задаются вручную. Параметры ЛЭП, Т и АТ приведены в таблице 8.

Таблица 13 – Параметры ЛЭП, Т и АТ для расчёта режимов в RastrWim3/

№ п/п	Тип	N_нач	N_кон	Дисп.назв.	Название	R	X	B	G
1	Выкл	4109	4144	ПС 110 кВ ВГК СМВ-110	ПС 110 кВ ВГК 2СШ - ПС 110 кВ ВГК 1СШ	0	0	0	0
2	Выкл	4618	4621	ПС 220 кВ НПС-18 ШСВ-220	ПС 220 кВ НПС-18 1 СШ 220 - ПС 220 кВ НПС-18 2 СШ 220	0	0	0	0
3	Выкл	4315	4330	Нерюнгринская ГРЭС 2АТ РС-35	Нерюнгринская ГРЭС 1С-35 - Нерюнгринская ГРЭС 2С-35	0	0	0	0
4	Выкл	4801	4802	ПС 220 кВ Нижний Куранах СВ-35	ПС 220 кВ Нижний Куранах 1С-35 кВ - ПС 220 кВ Нижний Куранах 2С-35 кВ	0	0	0	0
5	Выкл	4415	4416	ПС 220 кВ НПС-15 СВ-220	ПС 220 кВ НПС-15 1С-220 - ПС 220 кВ НПС-15 2С-220	0	0	0	0
6	Выкл	4317	4318	Нерюнгринская ГРЭС СВ-110 кВ	Нерюнгринская ГРЭС 1СШ-110 - Нерюнгринская ГРЭС 2СШ-110	0	0	0	0
7	Выкл	4121	4122	ПС 220 кВ Нижний Куранах СВ-110	ПС 220 кВ Нижний Куранах 1С-110 кВ - ПС 220 кВ Нижний Куранах 2С-110 кВ	0	0	0	0
8	Выкл	4123	4124	ПС 110 кВ ЗИФ СВ-110	ПС 110 кВ ЗИФ 1С - ПС 110 кВ ЗИФ 2С	0	0	0	0

## Продолжение таблицы 8

9	Выкл	4309	4310	ПС 220 кВ НПС-19 СВ-220	ПС 220 кВ НПС-19 1С-220 - ПС 220 кВ НПС-19 2С-220	0	0	0	0
10	Выкл	3401	3402	ПС 220 кВ Тында ШСВ-220	ПС 220 кВ Тында 1С-220 - ПС 220 кВ Тында 2С-220	0	0	0	0
11	Выкл	4602	4601	ПС 220 кВ Нижний Куранах СВ-220	ПС 220 кВ Нижний Куранах 2С-220 кВ - ПС 220 кВ Нижний Куранах 1С-220 кВ	0	0	0	0
12	Выкл	4612	4617	ПС 220 кВ НПС-17 СВ-220	ПС 220 кВ НПС-17 1С-220 - ПС 220 кВ НПС-17	0	0	0	0
13	Выкл	4619	4620	ПС 220 кВ НПС-16 СВ-220	ПС 220 кВ НПС-16 1С-220 - ПС 220 кВ НПС-16 2С-220	0	0	0	0
14	Выкл	4311	4312	Нерюнгринская ГРЭС ШСВ-220	Нерюнгринская ГРЭС 1СШ-220 - Нерюнгринская ГРЭС 2СШ-220	0	0	0	0
15	Выкл	4328	4329	ПС 110 кВ СХК СВ-110	ПС 110 кВ СХК 1С - ПС 110 кВ СХК 2С	0	0	0	0
16	Выкл	4319	4320	ПС 110 кВ Фабрика СВ-110	ПС 110 кВ Обогажительная Фабрика 1С - ПС 110 кВ Обогажительная Фабрика 2С	0	0	0	0

Продолжение таблицы 8

17	Выкл	4321	4322	Чульманская ТЭЦ СВ-110	Чульманская ТЭЦ 1СШ-110 - Чульманская ТЭЦ 2СШ-110	0	0	0	0
18	ЛЭП	4602	4130	КВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот II цепь	ПС 220 кВ Нижний Куранах 2С-220 кВ - ПС 220 кВ Томмот КРУЭ-220 кВ	4,554	20,35	-125,49	0
19	ЛЭП	4601	4130	КВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I цепь	ПС 220 кВ Нижний Куранах 1С-220 кВ - ПС 220 кВ Томмот КРУЭ-220 кВ	4,554	20,35	-125,49	0
20	ЛЭП	4321	4110	ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I цепь с отпайками	Чульманская ТЭЦ 1СШ-110 - отп.1 ПС 110 кВ Денисовская	1,373	3,5	-23,31	0
21	ЛЭП	4322	4111	ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II цепь с отпайками	Чульманская ТЭЦ 2СШ-110 - отп.2 ПС 110 кВ Денисовская	1,369	3,49	-23,2	0
22	ЛЭП	4126	4321	ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками	отп.1 ПС 110 кВ Инаглинская - Чульманская ТЭЦ 1СШ-110	2,32	4,4	-27,93	0

Продолжение таблицы 8

23	ЛЭП	4125	4140	ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками	отп.2 ПС 110 кВ Инаглинская - ПС 110 кВ Инаглинская 1С	2,01	3,46	-21,55	0
24	ЛЭП	4125	4322	ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками	отп.2 ПС 110 кВ Инаглинская - Чульманская ТЭЦ 2СШ- 110	2,35	4,44	-28,2	0
25	ЛЭП	4126	4140	ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимыр с отпайками	отп.1 ПС 110 кВ Инаглинская - ПС 110 кВ Инаглинская 1С	2,01	3,46	-21,55	0
26	ЛЭП	4108	4122	ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – Верхний Куранах	ПС 110 кВ Верхний Куранах - ПС 220 кВ Нижний Куранах 2С-110 кВ	3,06	4,34	-26,1	0
27	ЛЭП	4118	4125	ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками	отп.2 ПС 110 кВ Угольная - отп.2 ПС 110 кВ Инаглинская	1,94	3,33	-20,75	0
28	ЛЭП	4112	4115	ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I цепь с отпайками	отп.1 ПС 110 кВ Дежневская - ПС 110 кВ Дежневская 1С	0,62	1,58	-10,53	0
29	ЛЭП	4113	4115	ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II цепь с отпайками	отп.2 ПС 110 кВ Дежневская - ПС 110 кВ Дежневская 1С	0,62	1,58	-10,5	0

Продолжение таблицы 8

30	ЛЭП	4110	4114	ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ с отпайками (Л-114)	отп.1 ПС 110 кВ Денисовская - ПС 110 кВ Денисовская 1С	0,01	0,03	-0,19	0
31	ЛЭП	4111	4114	ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II цепь с отпайками	отп.2 ПС 110 кВ Денисовская - ПС 110 кВ Денисовская 1С	0,02	0,05	-0,33	0
32	ЛЭП	4120	4109	ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ с отпайками (Л-115)	отп. ПС 110 кВ ВГК - ПС 110 кВ ВГК 2СШ	1,35	3,43	-22,8	0
33	ЛЭП	4318	4144	ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – ВГК	Нерюнгринская ГРЭС 2СШ-110 - ПС 110 кВ ВГК 1СШ	1,33	3,4	-22,77	0
34	ЛЭП	4120	4317	ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ с отпайками (Л-115)	отп. ПС 110 кВ ВГК - Нерюнгринская ГРЭС 1СШ-110	0,02	0,04	-0,32	0
35	ЛЭП	4118	4141	ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками	отп.2 ПС 110 кВ Угольная - ПС 110 кВ Угольная 2С	0,01	0,02	-0,14	0
36	ЛЭП	4119	4141	ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками	отп.1 ПС 110 кВ Угольная - ПС 110 кВ Угольная 2С	0,01	0,02	-0,14	0

Продолжение таблицы 8

37	ЛЭП	4119	4101	ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками	отп.1 ПС 110 кВ Угольная - ПС 110 кВ Малый Нимныр	21,66	37,15	- 231,42	0
38	ЛЭП	4119	4126	ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками	отп.1 ПС 110 кВ Угольная - отп.1 ПС 110 кВ Инаглинская	1,92	3,29	-20,48	0
39	ЛЭП	4614	4416	ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16	отп.2 ПС 220 кВ НПС-16 - ПС 220 кВ НПС-15 2С-220	16,28	55,58	- 349,88	0
40	ЛЭП	4613	4607	ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16	отп.1 ПС 220 кВ НПС-16 - ПП 220 кВ Амга	3,96	13,53	-85,33	0
41	ЛЭП	4607	4415	ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга	ПП 220 кВ Амга - ПС 220 кВ НПС-15 1С-220	13,57	46,33	- 292,09	0
42	ЛЭП	4316	4310	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный с отпайкой на ПС НПС-19	отп.2 ПС 220 кВ НПС-19 - ПС 220 кВ НПС-19 2С-220	0,942	3,473	-20,79	0
43	ЛЭП	4314	4309	КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19	отп.1 ПС 220 кВ НПС-19 - ПС 220 кВ НПС-19 1С-220	0,9501	3,503	-20,97	0
44	ЛЭП	4614	4620	ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16	отп.2 ПС 220 кВ НПС-16 - ПС 220 кВ НПС-16 2С-220	0,0473	0,1615	-1,012	0

## Продолжение таблицы 8

45	ЛЭП	4613	4619	ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16	отп.1 ПС 220 кВ НПС-16 - ПС 220 кВ НПС-16 1С-220	0,0602	0,2057	-1,295	0
46	ЛЭП	4602	4614	ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16	ПС 220 кВ Нижний Куранах 2С-220 кВ - отп.2 ПС 220 кВ НПС-16	15,47	52,82	- 332,54	0
47	ЛЭП	4601	4613	ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16	ПС 220 кВ Нижний Куранах 1С-220 кВ - отп.1 ПС 220 кВ НПС-16	15,87	54,16	- 341,47	0
48	ЛЭП	4621	4616	ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №2 с отпайкой на ПС НПС-17	ПС 220 кВ НПС-18 2 СШ 220 - отп.2 ПС 220 кВ НПС-17	7,15	31,96	- 197,02	0
49	ЛЭП	4618	4615	ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №1 с отпайкой на ПС НПС-17	ПС 220 кВ НПС-18 1 СШ 220 - отп.1 ПС 220 кВ НПС-17	7,15	31,95	- 197,02	0
50	ЛЭП	4101	4103	ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр	ПС 110 кВ Малый Нимныр - ПС 110 кВ Большой Нимныр	11,45	19,64	-122,4	0
51	ЛЭП	4101	4117	ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Хатыми	ПС 110 кВ Малый Нимныр - ПС 110 кВ Хатыми	10,29	17,58	- 109,42	0
52	ЛЭП	4103	4105	ВЛ 110 кВ Большой Нимныр – Юхта	ПС 110 кВ Большой Нимныр - ПС 110 кВ Юхта	4,93	8,45	-52,7	0
53	ЛЭП	4105	4106	ВЛ 110 кВ Лебединый - Юхта	ПС 110 кВ Юхта - ПС 110 кВ Лебединый	9,26	15,88	-98,95	0

Продолжение таблицы 8

54	ЛЭП	4107	4121	ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – Лебединый с отпайками	ПС 110 кВ Верхний Куранах отп. - ПС 220 кВ Нижний Куранах 1С-110 кВ	2,34	4,01	-25	0
55	ЛЭП	4312	4621	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №2	Нерюнгринская ГРЭС 2СШ-220 - ПС 220 кВ НПС-18 2 СШ 220	16,15	72,17	- 444,96	0
56	ЛЭП	4311	4618	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №1	Нерюнгринская ГРЭС 1СШ-220 - ПС 220 кВ НПС-18 1 СШ 220	15,81	70,63	- 435,48	0
57	ЛЭП	4318	4112	ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I цепь с отпайками	Нерюнгринская ГРЭС 2СШ-110 - отп.1 ПС 110 кВ Дежневская	2,41	6,14	-40,91	0
58	ЛЭП	4110	4112	ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I цепь с отпайками	отп.1 ПС 110 кВ Денисовская - отп.1 ПС 110 кВ Дежневская	0,44	1,12	-7,47	0
59	ЛЭП	4120	4113	ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II цепь с отпайками	отп. ПС 110 кВ ВГК - отп.2 ПС 110 кВ Дежневская	2,39	6,1	-40,61	0
60	ЛЭП	4111	4113	ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II цепь с отпайками	отп.2 ПС 110 кВ Денисовская - отп.2 ПС 110 кВ Дежневская	0,44	1,12	-7,5	0

Продолжение таблицы 8

61	ЛЭП	4118	4117	ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками	отп.2 ПС 110 кВ Угольная - ПС 110 кВ Хатыми	11,85	20,325	-126,6	0
62	ЛЭП	4615	4601	ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №1 с отпайкой на ПС НПС-17	отп.1 ПС 220 кВ НПС-17 - ПС 220 кВ Нижний Куранах 1С-220 кВ	4,43	19,81	- 122,14	0
63	ЛЭП	4615	4612	ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №1 с отпайкой на ПС НПС-17	отп.1 ПС 220 кВ НПС-17 - ПС 220 кВ НПС-17 1С-220	0,1341	0,6	-3,703	0
64	ЛЭП	4616	4602	ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №2 с отпайкой на ПС НПС-17	отп.2 ПС 220 кВ НПС-17 - ПС 220 кВ Нижний Куранах 2С-220 кВ	4,43	19,81	- 122,14	0
65	ЛЭП	4616	4617	ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №2 с отпайкой на ПС НПС-17	отп.2 ПС 220 кВ НПС-17 - ПС 220 кВ НПС-17 2С-220	0,1341	0,6	-3,703	0
66	ЛЭП	4318	4329	ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – СХК II цепь	Нерюнгринская ГРЭС 2СШ-110 - ПС 110 кВ СХК 2С	1,49	3,8	-25,27	0
67	ЛЭП	4317	4328	ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – СХК I цепь	Нерюнгринская ГРЭС 1СШ-110 - ПС 110 кВ СХК 1С	1,58	4,03	-26,81	0
68	ЛЭП	4318	4320	ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Фабрика II цепь с отпайками	Нерюнгринская ГРЭС 2СШ-110 - ПС 110 кВ Обогажительная Фабрика 2С	1,3	6,8	-48,5	0

Продолжение таблицы 8

69	ЛЭП	4317	4319	ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Фабрика I цепь с отпайками	Нерюнгринская ГРЭС 1СШ-110 - ПС 110 кВ Обогащительная Фабрика 1С	1,3	6,8	-48,5	0
70	ЛЭП	4121	4123	ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – ЗИФ I цепь	ПС 220 кВ Нижний Куранах 1С-110 кВ - ПС 110 кВ ЗИФ 1С	0,15	0,3	-7	0
71	ЛЭП	4122	4124	ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – ЗИФ II цепь	ПС 220 кВ Нижний Куранах 2С-110 кВ - ПС 110 кВ ЗИФ 2С	0,3	0,6	-3,5	0
72	ЛЭП	4107	4108	ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – Лебединый с отпайками	ПС 110 кВ Верхний Куранах отп. - ПС 110 кВ Верхний Куранах	0,05	0,1	-0,5	0
73	ЛЭП	4312	4316	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный с отпайкой на ПС НПС-19	Нерюнгринская ГРЭС 2СШ-220 - отп.2 ПС 220 кВ НПС-19	0,3832	1,712	-10,56	0
74	ЛЭП	4311	4314	КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19	Нерюнгринская ГРЭС 1СШ-220 - отп.1 ПС 220 кВ НПС-19	0,3832	1,712	-10,56	0
75	ЛЭП	3401	4314	КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19	ПС 220 кВ Тында 1С-220 - отп.1 ПС 220 кВ НПС- 19	17,28	77,23	- 476,14	0

Продолжение таблицы 8

76	ЛЭП	4307	4316	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный с отпайкой на ПС НПС-19	ПП 220 кВ Нагорный - отп.2 ПС 220 кВ НПС-19	8,6943	38,8528	- 239,55	0
77	ЛЭП	3402	4307	КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный	ПС 220 кВ Тында 2С-220 - ПП 220 кВ Нагорный	10,2634	45,8647	- 282,78	0
78	ЛЭП	4137	4104	ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – Лебединый с отпайками	РП 110 кВ Хвойный - ПС 110 кВ Рябиновая	6,0258	10,3334	-64,4	0
79	ЛЭП	4137	4107	ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – Лебединый с отпайками	РП 110 кВ Хвойный - ПС 110 кВ Верхний Куранах отп.	4,0587	6,96	- 43,358	0
80	ЛЭП	4106	4137	ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – Лебединый с отпайками	ПС 110 кВ Лебединый - РП 110 кВ Хвойный	3,735	6,405	-39,9	0
81	ЛЭП	4106	4102	ВЛ 110 кВ Лебединый – Алдан	ПС 110 кВ Лебединый - ПС 110 кВ Алдан	4,23	7,26	-52,7	0
82	Тр-р	4311	4300	Нерюнгринская ГРЭС 1АТ	Нерюнгринская ГРЭС 1СШ-220 - Нерюнгринская ГРЭС ср.т.1АТ	0,61	46,34	8,27	1,83
83	Тр-р	4312	4313	Нерюнгринская ГРЭС 2АТ	Нерюнгринская ГРЭС 2СШ-220 - Нерюнгринская ГРЭС ср.т.2АТ	0,61	44,03	8,98	1,85

Продолжение таблицы 8

84	Тр-р	4300	4317	Нерюнгринская ГРЭС 1АТ	Нерюнгринская ГРЭС ср.т.1АТ - Нерюнгринская ГРЭС 1СШ-110	0,42	-4,02	0	0
85	Тр-р	4313	4318	Нерюнгринская ГРЭС 2АТ	Нерюнгринская ГРЭС ср.т.2АТ - Нерюнгринская ГРЭС 2СШ-110	0,42	-2,09	0	0
86	Тр-р	4300	4315	Нерюнгринская ГРЭС 1АТ	Нерюнгринская ГРЭС ср.т.1АТ - Нерюнгринская ГРЭС 1С-35	2,52	82,31	0	0
87	Тр-р	4313	4330	Нерюнгринская ГРЭС 2АТ	Нерюнгринская ГРЭС ср.т.2АТ - Нерюнгринская ГРЭС 2С-35	2,52	79,96	0	0
88	Тр-р	4311	4303	Нерюнгринская ГРЭС 3Т	Нерюнгринская ГРЭС 1СШ-220 - Нерюнгринская ГРЭС Блок 3	0,65	28,06	24,76	4,35
89	Тр-р	4317	4301	Нерюнгринская ГРЭС 1Т	Нерюнгринская ГРЭС 1СШ-110 - Нерюнгринская ГРЭС Блок 1	0,18	7,02	22,2	6,1

Продолжение таблицы 8

90	Тр-р	4318	4302	Нерюнгринская ГРЭС 2Т	Нерюнгринская ГРЭС 2СШ-110 - Нерюнгринская ГРЭС Блок 2	0,15	6,09	71,72	13,46
91	Тр-р	4322	4327	Чульманская ТЭЦ Т-7	Чульманская ТЭЦ 2СШ- 110 - Чульманская ТЭЦ ТГ 7	4,44	92,49	5,7	0
92	Тр-р	4321	4326	Чульманская ТЭЦ Т-6	Чульманская ТЭЦ 1СШ- 110 - Чульманская ТЭЦ ТГ 6	4,77	91,75	5,93	0
93	Тр-р	4322	4325	Чульманская ТЭЦ Т-5	Чульманская ТЭЦ 2СШ- 110 - Чульманская ТЭЦ ТГ 5	4,71	91	7,14	0
94	Тр-р	4322	4323	Чульманская ТЭЦ Т-3	Чульманская ТЭЦ 2СШ- 110 - Чульманская ТЭЦ ТГ 3	5,065	140,35	8,7	0
95	Тр-р	4602	4606	ПС 220 кВ Нижний Куранах АТ-2	ПС 220 кВ Нижний Куранах 2С-220 кВ - ПС 220 кВ Нижний Куранах ср.т. АТ-2	1,36	101,64	2,62	0,67
96	Тр-р	4601	4603	ПС 220 кВ Нижний Куранах АТ-1	ПС 220 кВ Нижний Куранах 1С-220 кВ - ПС 220 кВ Нижний Куранах ср.т. АТ-1	1,36	101,39	2,62	0,67

Продолжение таблицы 8

97	Тр-р	4603	4121	ПС 220 кВ Нижний Куранах АТ-1	ПС 220 кВ Нижний Куранах ср.т. АТ-1 - ПС 220 кВ Нижний Куранах 1С-110 кВ	1,17	-10,2	0	0
98	Тр-р	4606	4122	ПС 220 кВ Нижний Куранах АТ-2	ПС 220 кВ Нижний Куранах ср.т. АТ-2 - ПС 220 кВ Нижний Куранах 2С-110 кВ	1,17	-11	0	0
99	Тр-р	4603	4801	ПС 220 кВ Нижний Куранах АТ-1	ПС 220 кВ Нижний Куранах ср.т. АТ-1 - ПС 220 кВ Нижний Куранах 1С-35 кВ	6,71	192,5	0	0
100	Тр-р	4606	4802	ПС 220 кВ Нижний Куранах АТ-2	ПС 220 кВ Нижний Куранах ср.т. АТ-2 - ПС 220 кВ Нижний Куранах 2С-35 кВ	6,71	192,5	0	0

### 3.4 Расчёт максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении «Якутия – Амурэнерго»

Расчет МДП в рассматриваемом КС будет производиться для диапазона температур, ограниченного  $+25^{\circ}\text{C}$ , соответствующая режиму летних максимальных нагрузок, и  $-30^{\circ}\text{C}$ , соответствующая режиму зимних максимальных нагрузок.

Состав контролируемого сечения:

- КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19;
- ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный с отпайкой на ПС НПС-19.

Перед началом расчета необходимо определить величину НК в рассматриваемом КС.

Величину амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности рекомендуется определять на основании анализа фактического изменения перетоков мощности в КС.

При невозможности определения величины амплитуды НК активной мощности в контролируемом сечении допускается определять величину амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности в полном контролируемом сечении по формуле:

$$P_{нк} = K \sqrt{\frac{P_1 \cdot P_2}{P_1 + P_2}}; \quad (8)$$

где  $P_1$ ,  $P_2$  – величины потребления с каждой стороны от рассматриваемого сечения. Коэффициент  $K$ ,  $\sqrt{MBt}$  описывает влияние способа регулирования перетока мощности в КС на НК (его величина равна 1,5 или 0,75 при ручном или автоматическом регулировании (ограничении) перетока мощности в сечении соответственно) [21].

Согласно проекту СиПР ЕЭС РФ на 2021-2027 годы, максимальное потребление мощности для энергосистемы Республики Саха (Якутия) составляет 1134 МВт. Потребление энергосистем Амурской области,

Хабаровского края и ЕАО, Приморского края равны соответственно 1337, 1649 и 2207 МВт.

$$P_{нк} = 1,5 \sqrt{\frac{1134 \cdot 5193}{1134 + 5193}} = 45,5 \text{ МВт};$$

На Нерюнгринской ГРЭС при расчётах будет рассматриваться полный состав генерирующего оборудования, т.е. в работе блоки 1 – 3.

В качестве траектории утяжеления будет использоваться увеличение генерации Нерюнгринской ГРЭС от технологического минимума до установленной мощности, а также пропорциональное увеличение потребления энергосистемы Амурской области.

Дальнейшие расчёты МДП и АДП производятся в программе «ПАРУС». Результаты расчетов сведены в таблицу 8.

Таблица 14 – Результаты расчётов допустимых перетоков мощности в КС «Якутия – Амурэнерго»

№ п/п	Схема сети	Температура наружного воздуха, °С	Максимально допустимый переток, МВт		АДП, МВт	Критерий определения	
			МДП без ПА	МДП с ПА		МДП без ПА	МДП с ПА
1.	Нормальная схема	+25 и ниже	190	190+ $\Delta P_{\text{аопо}}$	550	АДТН КВЛ 220 кВ Нерюнгинская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-18 в ПАР КВЛ 220 кВ Тында - Нагорный	АДТН КВЛ 220 кВ Нерюнгинская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-18 в ПАР КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный с учётом объёма УВ от АОПО.
2.	Ремонт одной ЛЭП на транзите 220 кВ Нерюнгинск ая ГРЭС - Тында	+25 и ниже	160	160	410	ДДТН КВЛ 220 кВ Нерюнгинская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-18 в ПАР КВЛ 220 кВ Тында - Нагорный	ДДТН КВЛ 220 кВ Нерюнгинская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-18 в ПАР КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный с учётом объёма УВ от АОПО.

Примечание:  $\Delta P_{\text{аопо}}$  – объём управляющих воздействий от устройства АОПО на ПС 220 кВ Тында и равен максимально загруженному блоку Нерюнгинской ГРЭС.

### 3.5 Расчёт максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18»

Состав контролируемого сечения:

- ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 1;
- ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 2.

Перед началом расчета определим величину НК в рассматриваемом КС:

$$P_{нк} = 1,5 \sqrt{\frac{1034 \cdot 5293}{1034 + 5293}} = 44,1 \text{ МВт};$$

На Нерюнгринской ГРЭС при расчётах будет рассматриваться полный состав генерирующего оборудования, т.е. в работе блоки 1 – 3.

В качестве траектории утяжеления будет использоваться увеличение генерации Нерюнгринской ГРЭС от технологического минимума до установленной мощности, а также пропорциональное снижение генерации Западного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия).

Далее расчёт производится аналогично расчёту МДП в КС «Якутия - Амурэнерго». Результаты расчёта приведены в таблице 9.

Таблица 15 – Результаты расчётов допустимых перетоков мощности в КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18»

№ п/п	Схема сети	ТНВ, °С	МДП, МВт	АДП, МВт	Критерий определения МДП
1.	Нормальная схема	+25 и ниже	Минимальный из: 1) 320 - $P_{нб} *$ ; 2) 235	360	1) 8 % Р при аварийном небалансе; 2) АДТН ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр ПАР ВЛ на транзите 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нижний Куранах

Продолжение таблицы 9

2.	Нормальная схема с разрывом транзита 110 кВ	+25 и ниже	Минимальный из: 1) 350 - $P_{нб}$ ; 2) 240	390	1) 8 % P при аварийном небалансе; 2) АДТН ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 1 (2) ПАР ВЛ ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 2 (1)
3.	Ремонт ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 1 (2)	+25 и ниже	10	285	АДТН ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр ПАР ВЛ на транзите 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нижний Куранах
4.	Ремонт ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 1 (2) с разрывом транзита 110 кВ	+25 и ниже	260 - $P_{нб}$	310	АДТН ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 2 (1) при аварийном небалансе

Примечание:  $P_{нб}$  – аварийный небаланс мощности, связанный с отключением генерирующего оборудования в Западном энергорайоне Республики Саха (Якутия).

### 3.6 Расчёт максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении «АТ Нерюнгринской ГРЭС»

Состав контролируемого сечения:

- АТ-1 Нерюнгринской ГРЭС;
- АТ-2 Нерюнгринской ГРЭС;
- ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – большой Нимныр

Перед началом расчета определим величину НК в рассматриваемом КС:

$$P_{нк} = 1,5 \sqrt{\frac{80 \cdot 6247}{80 + 6247}} = 12,3 \text{ МВт};$$

На Нерюнгринской ГРЭС при расчётах будет рассматриваться состав генерирующего оборудования с включенными блоками 1 и 2 на ОРУ 110 кВ.

В качестве траектории утяжеления будет использоваться увеличение генерации блоков 1 и 2 Нерюнгринской ГРЭС от технологического минимума до установленной мощности, а также пропорциональное увеличение потребления энергосистемы Амурской области.

Далее расчёт производится аналогично расчётам МДП в КС «Якутия - Амурэнерго» и «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18». Результаты расчёта приведены в таблице 10.

Таблица 16 – Результаты расчётов допустимых перетоков мощности в КС «АТ Нерюнгринской ГРЭС»

№ п/п	Схема сети	Температура наружного воздуха, °С	Максимально допустимый переток, МВт		АДП, МВт	Критерий определения	
			МДП без ПА	МДП с ПА		МДП без ПА	МДП с ПА
1.	Нормальная схема	+25 и ниже	175	Минималь ный из: 1) 175 + $\Delta P_{\text{аопо}}$ ; 2) 240	585	АДТН АТ-1 (АТ-2) Нерюнгринской ГРЭС ПАР АТ-2 (АТ-1) Нерюнгринской ГРЭС	1) АДТН АТ-1 (АТ-2) Нерюнгринской ГРЭС ПАР АТ-2 (АТ-1) Нерюнгринской ГРЭС с учетом объёма УВ АОПО; 2) АДТН АТ-1 (АТ-2) Нерюнгринской ГРЭС ПАР АТ-2 (АТ-1) Нерюнгринской ГРЭС разрешённая в течение 1 мин.
2.	Ремонт АТ-1 или АТ-2 Нерюнгринск ой ГРЭС*	+25 и ниже	85	85	345	АДТН ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр ПАР АТ-2 (АТ- 1) Нерюнгринской ГРЭС	АДТН ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр ПАР АТ-2 (АТ- 1) Нерюнгринской ГРЭС
3.	Ремонт ЛЭП на транзите 110 кВ Малый Нимныр – Нижний Куранах	+25 и ниже	140	Минималь ный из: 1) 140 + $\Delta P_{\text{аопо}}$ ; 2) 200	345	АДТН ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр ПАР АТ-2 (АТ- 1) Нерюнгринской ГРЭС	АДТН ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр ПАР АТ-2 (АТ- 1) Нерюнгринской ГРЭС

Примечание: \* - при выводе в ремонт одного из автотрансформаторов связи Нерюнгринской ГРЭС, работа двух блоков на ОРУ 110 кВ невозможна ввиду отсутствия возможности разгрузки КС до величин, не превышающих МДП.

### **3.7 Анализ существующих режимов при выдаче мощности Нерюнгринской ГРЭС**

Согласно ГОСТ Р 58670-2019 «Расчеты электроэнергетических режимов и определение решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования» расчёты электроэнергетических режимов следует выполнять для следующих температурных условий:

- зимний режим максимальных и минимальных нагрузок — при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений (далее – правила строительной климатологии), приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения ( $-31^{\circ}\text{C}$ );

- летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) — при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения кратного  $5^{\circ}\text{C}$  ( $+25^{\circ}\text{C}$ );

- летний режим минимальных нагрузок — при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены

среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения (+16 °С).

Для оценки схемно-режимной ситуации, при наличии контролируемых сечений, необходимо руководствоваться результатам расчётов МДП в КС «Якутия – Амурэнерго», «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», а также «АТ Нерюнгринской ГРЭС» для нормальной и единичных ремонтных схем [5].

При анализе произведём разгрузку Нерюнгринской ГРЭС до установленной мощности и определим количественные ограничения на выдачу мощности при различных схемно-режимных ситуациях.

Результаты произведённого анализа представлены в таблицах 11 и 12.

Таблица 17 – Величины ограничений выдачи мощности в рассматриваемых схемно-режимных ситуациях.

Схема	Режимно-балансовые условия	ТНВ, °С	МДП в КС «АТ Нерюнгринской ГРЭС», МВт	МДП в КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», МВт	МДП в КС «Якутия – Амурэнерго», МВт	Величина ограничения мощности Блоков 1-3 НГРЭС для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима по условию отсутствия превышения МДП в КС «АТ Нерюнгринской ГРЭС», «Южная Якутия – Амурэнерго», «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18»
Нормальная схема	Зимний режим максимальных нагрузок	-31	240	180	245	32
	Зимний режим минимальных нагрузок	-31	240	180	245	55
	Летний режим максимальных нагрузок	+25	240	180	245	75
	Летний режим минимальных нагрузок	+16	240	180	245	230
Ремонт ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I (II) цепь с отпайками и отключение ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II (I) цепь с отпайками	Зимний режим максимальных нагрузок	-31	200	210	245	97
	Зимний режим минимальных нагрузок	-31	200	210	245	112
	Летний режим максимальных нагрузок	+25	200	210	245	130
	Летний режим минимальных нагрузок	+16	200	210	245	242
Ремонт ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I (II) цепь с отпайками и отключение КВЛ 220 КВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19	Зимний режим максимальных нагрузок	-31	240	180	160	66
	Зимний режим минимальных нагрузок	-31	240	180	160	125
	Летний режим максимальных нагрузок	+25	240	180	160	160
	Летний режим минимальных нагрузок	+16	240	180	160	320

Продолжение таблицы 11

Ремонт ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №1 (№2) и отключение КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19 (с учетом разрыва транзита 110 кВ)	Зимний режим максимальных нагрузок	-31	200	140	160	161
	Зимний режим минимальных нагрузок	-31	200	140	160	180
	Летний режим максимальных нагрузок	+25	200	140	160	160
	Летний режим минимальных нагрузок	+16	200	140	160	317
Ремонт ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №1 (№2) и отключение ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II (I) цепь с отпайками (с учетом разрыва транзита 110 кВ)	Зимний режим максимальных нагрузок	-31	200	140	245	70
	Зимний режим минимальных нагрузок	-31	200	140	245	104
	Летний режим максимальных нагрузок	+25	200	140	245	117
	Летний режим минимальных нагрузок	+16	200	140	245	240
Ремонт 1АТ (2АТ) Нерюнгринской ГРЭС	Зимний режим максимальных нагрузок	-31	85	180	245	185
	Зимний режим минимальных нагрузок	-31	85	180	245	210
	Летний режим максимальных нагрузок	+25	85	180	245	225
	Летний режим минимальных нагрузок	+16	85	180	245	250
Ремонт 1АТ (2АТ) Нерюнгринской ГРЭС и отключение ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II (I) цепь с отпайками	Зимний режим максимальных нагрузок	-31	85	180	245	220
	Зимний режим минимальных нагрузок	-31	85	180	245	240
	Летний режим максимальных нагрузок	+25	85	180	245	253
	Летний режим минимальных нагрузок	+16	85	180	245	280

Ремонт ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №1 (№2) и отключение ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II (I) цепь с отпайками	Зимний режим максимальных нагрузок	-31	240	10	245	70
	Зимний режим минимальных нагрузок	-31	240	10	245	82
	Летний режим максимальных нагрузок	+25	240	10	245	100
	Летний режим минимальных нагрузок	+16	240	10	245	235
Ремонт ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – Лебединый с отпайками и отключение 1АТ (2АТ) Нерюнгринской ГРЭС	Зимний режим максимальных нагрузок	-31	145	210	245	115
	Зимний режим минимальных нагрузок	-31	145	210	245	135
	Летний режим максимальных нагрузок	+25	110	210	245	190
	Летний режим минимальных нагрузок	+16	120	210	245	235
Ремонт ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №1 (№2) и отключение ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №2 (№1) (с учетом разрыва транзита 110 кВ)	Зимний режим максимальных нагрузок	-31	200	0	245	166
	Зимний режим минимальных нагрузок	-31	200	0	245	190
	Летний режим максимальных нагрузок	+25	200	0	245	216
	Летний режим минимальных нагрузок	+16	200	0	245	252

Таблица 18 – Перетоки в КС для рассматриваемых схемно-режимных ситуаций

Схемно-режимная ситуация	Режимно-балансовые условия	Переток в КС «АТ Нерюнгринской ГРЭС», МВт	Переток в КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», МВт	Переток в КС «Якутия – Амурэнерго», МВт
Нормальная схема	Зимний режим максимальных нагрузок	271	178	210
	Зимний режим минимальных нагрузок	294	133	283
	Летний режим максимальных нагрузок	312	130	314
	Летний режим минимальных нагрузок	335	14	474
Ремонт ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I (II) цепь с отпайками и отключение ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II (I) цепь с отпайками	Зимний режим максимальных нагрузок	295	204	242
	Зимний режим минимальных нагрузок	311	170	295
	Летний режим максимальных нагрузок	325	161	326
	Летний режим минимальных нагрузок	344	30	485
Ремонт ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I (II) цепь с отпайками и отключение КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19	Зимний режим максимальных нагрузок	271	180	210
	Зимний режим минимальных нагрузок	294	134	284
	Летний режим максимальных нагрузок	315	130	317
	Летний режим минимальных нагрузок	340	13	478
Ремонт ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №1 (№2) и отключение КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19 (с учетом разрыва транзита 110 кВ)	Зимний режим максимальных нагрузок	274	120	306
	Зимний режим минимальных нагрузок	300	120	331
	Летний режим максимальных нагрузок	313	159	317
	Летний режим минимальных нагрузок	335	31	476
Ремонт ВЛ 220 кВ Нерюнгринская	Зимний режим максимальных нагрузок	280	120	311

Схемно-режимная ситуация	Режимно-балансовые условия	Переток в КС «АТ Нерюнградской ГРЭС», МВт	Переток в КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», МВт	Переток в КС «Якутия – Амурэнерго», МВт
ГРЭС – НПС-18 №1 (№2) и отключение ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II (I) цепь с отпайками (с учетом разрыва транзита 110 кВ)	Зимний режим минимальных нагрузок	300	120	337
	Летний режим максимальных нагрузок	315	158	320
	Летний режим минимальных нагрузок	342	31	483
Ремонт 1АТ (2АТ) Нерюнгринской ГРЭС	Зимний режим максимальных нагрузок	270	171	208
	Зимний режим минимальных нагрузок	293	125	281
	Летний режим максимальных нагрузок	300	120	311
	Летний режим минимальных нагрузок	334	4	472
Ремонт 1АТ (2АТ) Нерюнгринской ГРЭС и отключение ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II (I) цепь с отпайками	Зимний режим максимальных нагрузок	277	172	215
	Зимний режим минимальных нагрузок	299	127	287
	Летний режим максимальных нагрузок	313	122	314
	Летний режим минимальных нагрузок	342	4	479
Ремонт ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №1 (№2) и отключение ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II (I) цепь с отпайками	Зимний режим максимальных нагрузок	276	172	212
	Зимний режим минимальных нагрузок	299	129	286
	Летний режим максимальных нагрузок	313	126	313
	Летний режим минимальных нагрузок	338	13	477
Ремонт ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – Лебединый с отпайками и отключение 1АТ (2АТ) Нерюнгринской ГРЭС	Зимний режим максимальных нагрузок	259	198	220
	Зимний режим минимальных нагрузок	276	145	291
	Летний режим максимальных нагрузок	297	143	321

Схемно-режимная ситуация	Режимно-балансовые условия	Переток в КС «АТ Нерюнградской ГРЭС», МВт	Переток в КС «Нерюнградская ГРЭС – НПС-18», МВт	Переток в КС «Якутия – Амурэнерго», МВт
	Летний режим минимальных нагрузок	324	20	477
Ремонт ВЛ 220 кВ Нерюнградская ГРЭС – НПС-18 №1 (№2) и отключение ВЛ 220 кВ Нерюнградская ГРЭС – НПС-18 №2 (№1) (с учетом разрыва транзита 110 кВ)	Зимний режим максимальных нагрузок	260	0	411
	Зимний режим минимальных нагрузок	276	0	431
	Летний режим максимальных нагрузок	297	0	460
	Летний режим минимальных нагрузок	324	0	485

По результатам анализа, представленного в таблицах 11 и 12 можно сделать следующие выводы:

1) Для всех рассматриваемых ситуаций наибольшие ограничения в выдаче мощности Нерюнградской ГРЭС составляют от 230 до 320 МВт в летнем режиме минимальных нагрузок при температуре окружающего воздуха + 16 °С, следовательно, целесообразно рассматривать мероприятия по устранению ограничений для данного режима нагрузок.

2) КС «Якутия – Амурэнерго» в летнем режиме минимальных нагрузок перегружается во всех схемно-режимных ситуациях и сильнее, относительно остальных режимно-балансовых ситуаций.

3) Во всех рассматриваемых схемно-режимных ситуациях переток в КС «АТ Нерюнградской ГРЭС» при загрузке блоков 1 и 2 до установленной мощности превышает допустимые значения. Таким образом, разработку мероприятий для снятия ограничений на выдачу мощности Нерюнградской ГРЭС необходимо разделить на два этапа:

- на первом этапе необходимо обеспечить выдачу мощности блоков 1 и 2 с РУ 110 кВ;
- на втором этапе необходимо обеспечить выдачу мощности всей установленной мощности Нерюнградской ГРЭС.

4) Для КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18» в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 1 или № 2 МДП в данном сечении значительно увеличивается при разрыве транзита 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нижний Куранах, поскольку исключается критерий определения МДП, согласно которому токовая нагрузка ЛЭП не должна превышать значения АДТН в послеаварийном режиме. Также, МДП увеличивается и в нормальной схеме, поскольку при замкнутом транзите 110 кВ, одним из критериев при определении МДП является нарушение статической аperiodической устойчивости на ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр. Также, согласно ГОСТ Р 58670-2019 «Расчеты электроэнергетических режимов и определение решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования» для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима допускается рассматривать схемно-режимные мероприятия, связанные с делением электрической сети, в том числе с переводом потребителей на электроснабжение в тупиковом режиме. Таким образом, в нормальной схеме, а также в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 1 или № 2 целесообразно выполнить деление транзита 110 кВ на отключенном выключателе ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – Лебединый с отпайками со стороны ПС 220 кВ Нижний Куранах.

#### 4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА УСИЛЕНИЯ СИСТЕМООБРАЗУЮЩЕЙ СЕТИ РАССМАТРИВАЕМОГО ЭНЕРГОРАЙОНА

Проведенный в разделе 3 анализ нормальных и послеаварийных режимов работы сети 110 – 220 кВ Южно-Якутского энергорайона Республики Саха (Якутия) при выдаче всей установленной мощности Нерюнгринской ГРЭС показал факт нахождения параметров электроэнергетического режима в области недопустимых значений, что ограничивает выдачу всей мощности в сеть 110 – 220 кВ.

Согласно «Методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем» (утверждены Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281) при проектировании развития энергосистем, в том числе схемы выдачи мощности электростанций, необходимо учесть ввод нового и модернизацию существующего оборудования электростанций и подстанций, а также строительство новых ЛЭП в прилегающей сети 110 кВ и выше на перспективу 5 лет. При ожидающихся вводах и демонтаже генерирующего оборудования также необходимо рассматривать схемно-режимную и режимно-балансовую ситуации на год его ввода и/или демонтажа.

Согласно проекту СиПР ЕЭС РФ на 2021 – 2027 годы в Республике Саха (Якутия) предусматривается следующий ввод (вывод) оборудования:

- в 2022 году предусмотрено строительство новой ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нижний Куранах проводом марки АС-300/39 ориентировочной протяженностью 337 км;

- в 2021 году предусмотрен демонтаж генерирующего оборудования ТГ № 5 и ТГ № 6, и в 2023 году ТГ № 3 и ТГ № 7 Чульманской ТЭЦ;

- в 2026 году предусмотрен ввод двух блоков на Нерюнгринской ГРЭС, установленной мощностью 210 МВт каждый.

#### **4.1 Первый этап. Снятие ограничений на выдачу мощности блоков 1 и 2 Нерюнгринской ГРЭС.**

Согласно выводам, полученным в разделе 3, необходимо разработать варианты для снятия ограничений на выдачу мощности блоков 1 и 2 из сети 110 кВ.

Для дальнейшей разработки предлагается 2 варианта реконструкции сети 110 – 220 кВ.

##### Вариант № 1.

В данном варианте предусматривается реализация следующих мероприятий:

– замена на Нерюнгринской ГРЭС двух автотрансформаторов связи 220 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220 кВ мощностью 200 МВА каждый;

– установка третьего автотрансформатора связи 220 кВ мощностью 200 МВА с расширением ОРУ 110 кВ и ОРУ 220 кВ на одну ячейку;

– замена трансформаторов тока в ячейках АТ на трансформаторы тока с номинальным током 1000 А;

– установка устройства АОПО на вновь устанавливаемые автотрансформаторы;

– деление транзита 110 кВ на отключенном выключателе ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – Лебединый с отпайками со стороны ПС 220 кВ Нижний Куранах.

Допустимая токовая нагрузка АТ-1, АТ-2 и АТ-3 представлена в таблице 13.

Проведём анализ схемно-режимных ситуаций для данного варианта реконструкции при загрузке блоков 1 и 2 Нерюнгринской ГРЭС до установленной мощности в нормальной и единичных ремонтных схемах. Результаты расчётов сведём в таблицу 14.

Схема Нерюнгринской ГРЭС после реконструкции представлена на рисунке 14.

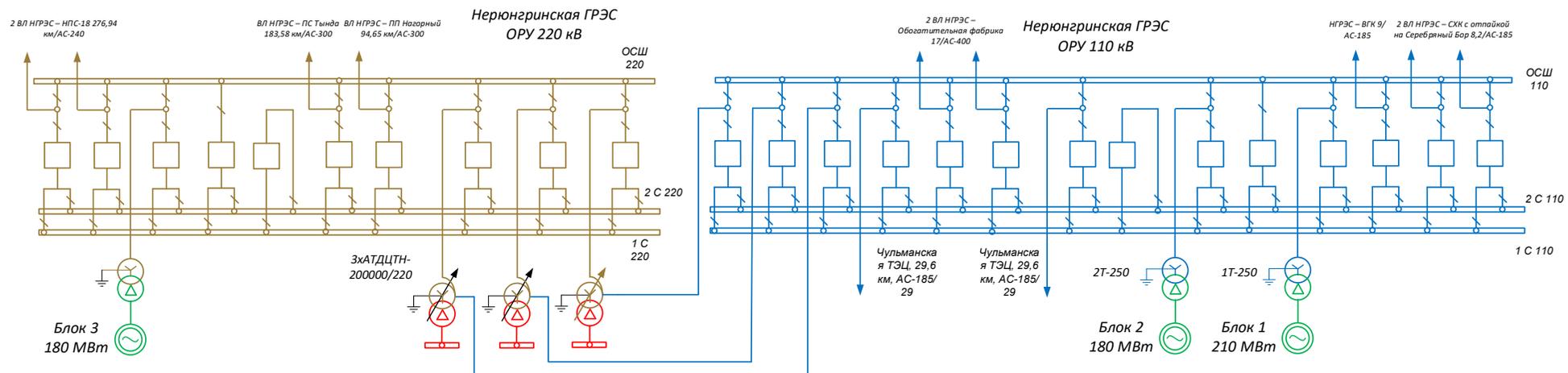


Рисунок 14 – Однолинейная схема варианта № 1.

Таблица 19 – Зависимость допустимой токовой нагрузки автотрансформаторов связи Нерюнгринской ГРЭС от температуры наружного воздуха.

№ п/п	Автотрансформатор	Обмотка	ДДТН при + 16 °С, А.	Ограничивающее оборудование.
			ДДТН при + 16 °С, А.	
1	АТ-1, АТ-2, АТ-3 Нерюнгринской ГРЭС	ВН	615	Обмотка АТ
			728	
		СН	1000	ТТ
			1200	

Таблица 20 – Результаты расчётов схемно-режимных ситуаций.

№ п/п	Схемно-режимная ситуация	Токовая нагрузка СН АТ-1	Токовая нагрузка СН АТ-2	Токовая нагрузка СН АТ-3
1	Нормальная схема	474	487	470
2	Аварийное отключение АТ-3 в нормальной схеме	711	722	0
3	Схема ремонта одного АТ-3 (транзит 110 кВ включен)	675	686	0
4	Аварийное отключение АТ-1 в схеме ремонта АТ-3 (транзит 110 кВ включен)	1317	0	0

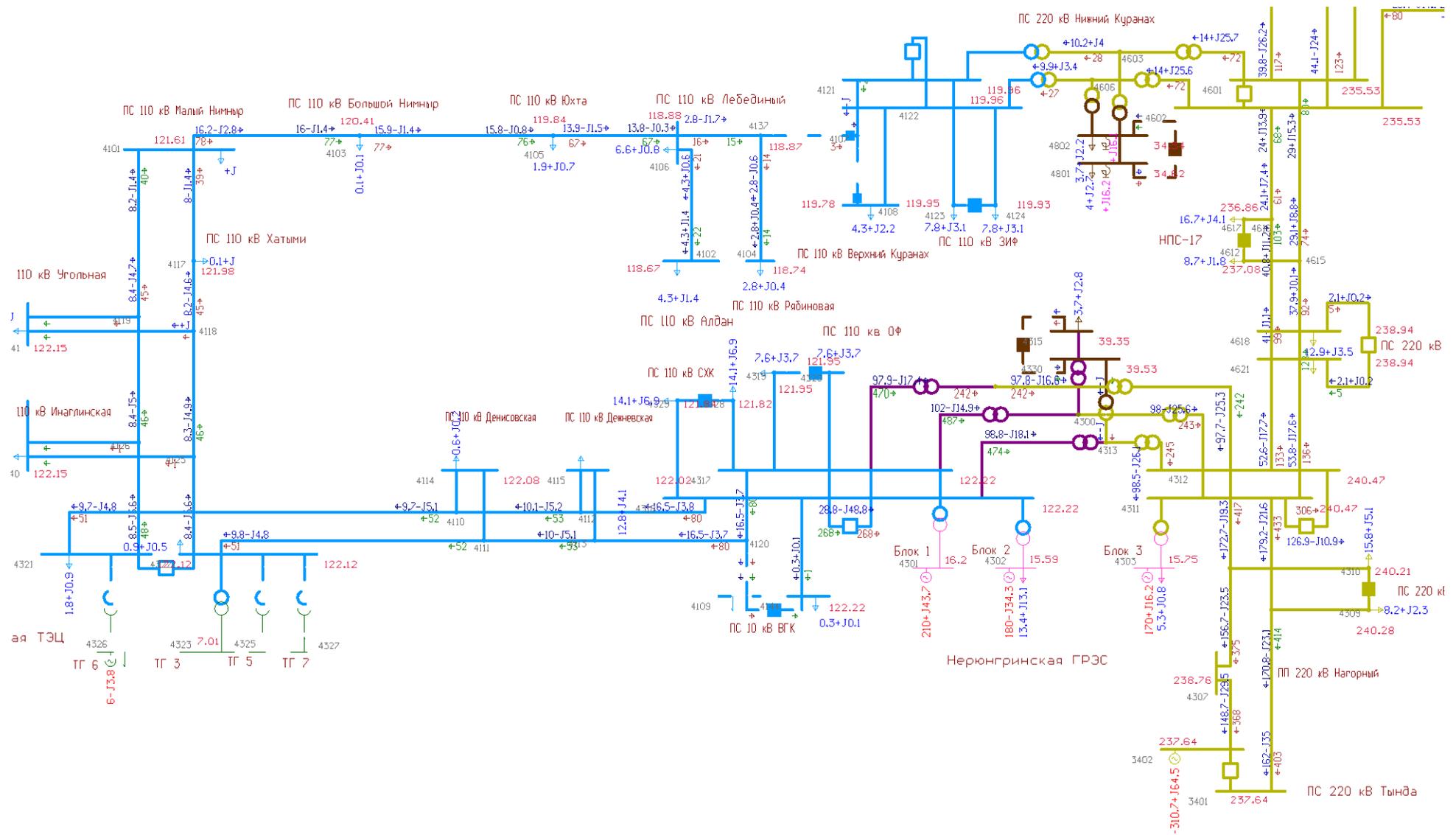


Рисунок 15 – Нормальная схема. На ОРУ 110 кВ Нерюнгринской ГРЭС 2 блока в работе.



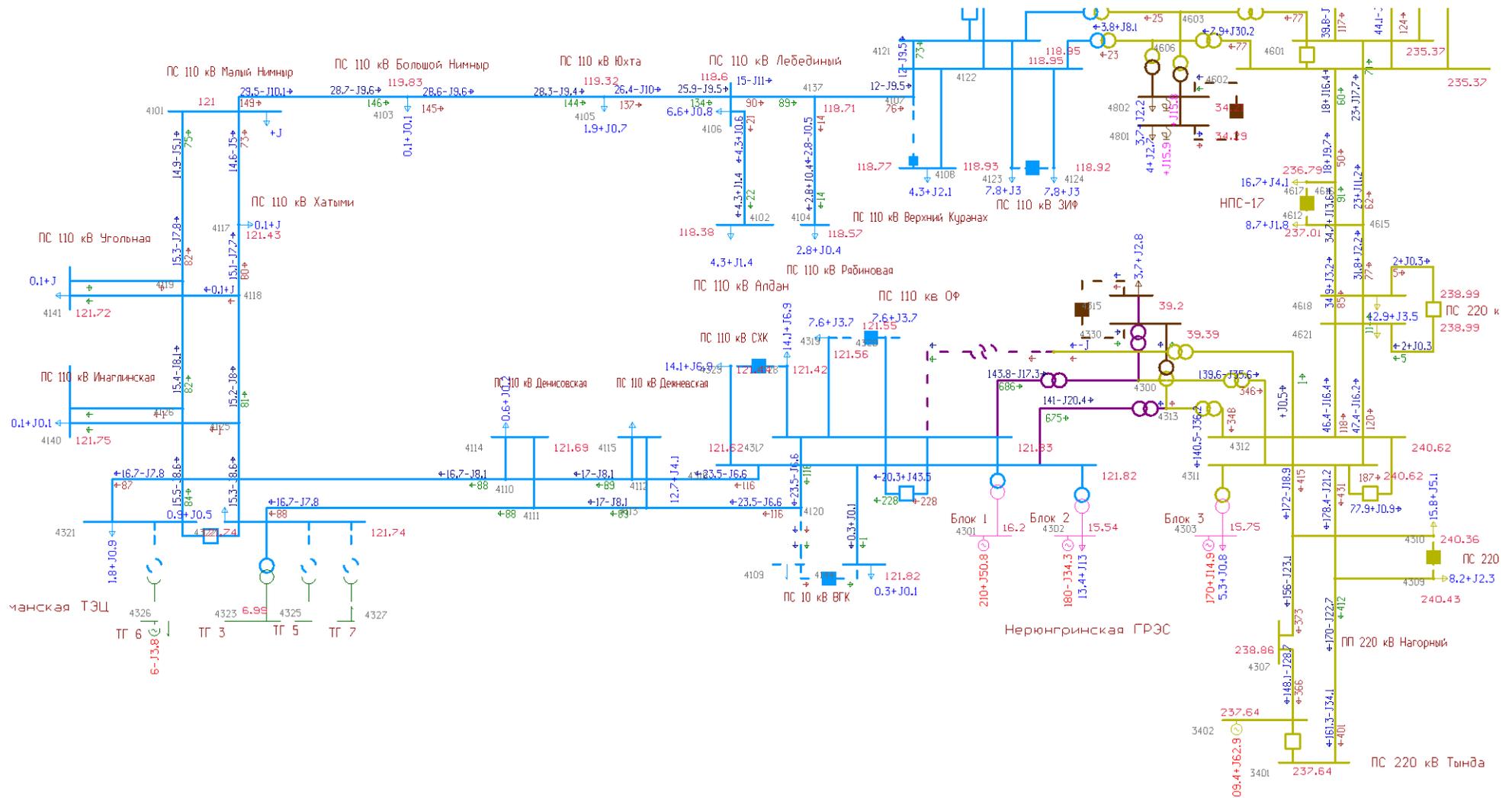


Рисунок 17 - Ремонт АТ-3 Нерюнгринской ГРЭС. Транзит 110 кВ в работе

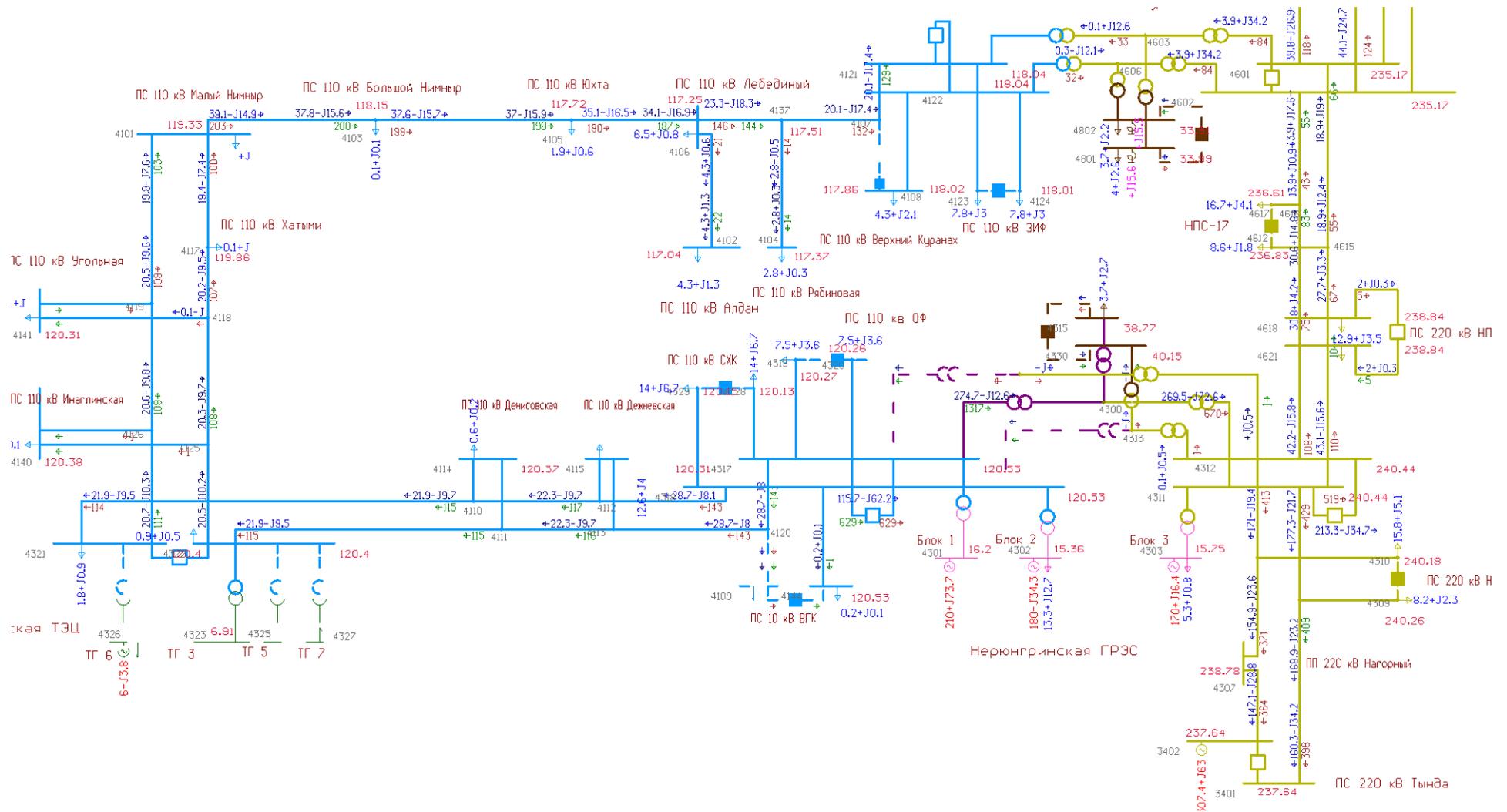


Рисунок 18 – Аварийное отключение АТ-1 в схеме ремонта АТ-3. Транзит 110 кВ в работе.

По результатам расчётов видно, что при ремонте одного из автотрансформаторов после аварийного отключения второго, оставшийся в работе автотрансформатор не перегружается, но перегружается трансформатор тока. После установки устройства АОПО данная перегрузка устраняется путём разгрузки блока 1 или блока 2 Нерюнгринской ГРЭС на 26 МВт. Также по результатам расчёта видно, что при выводе в ремонт одного из АТ, целесообразно замыкать транзит 110 кВ.

### Вариант № 2.

В данном варианте предусматривается реализация следующих мероприятий:

– замена на Нерюнгринской ГРЭС двух автотрансформаторов связи 220 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220 кВ мощностью 200 МВА каждый;

– строительной новой ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – Нимныр ориентировочной протяженностью 147 км проводом марки АС-185/29;

– замена провода ЛЭП на транзите 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Нижний Куранах;

– замена трансформаторов тока на Чульманской ТЭЦ, ПС 110 кВ Лебединый, ПС 110 кВ Юхта ПС 110 кВ Большой Нимныр, ПС 110 кВ Хатыми на трансформаторы тока с номинальным током 600 А;

– замена ошиновки ПС 110 кВ Лебединый, ПС 110 кВ Юхта ПС 110 кВ Большой Нимныр, ПС 110 кВ Хатыми на ошиновку марки АС-185/29;

– установка устройства АОПО на вновь устанавливаемые автотрансформаторы.

Допустимая токовая нагрузка ЛЭП 110 кВ после реконструкции составит ДДТН – 630 А, АДТН – 756 А.

Результаты расчета схемно-режимных ситуаций для рассматриваемого варианта сведем в таблицу 16.

Таблица 21 – Результаты расчётов схемно-режимных ситуаций для варианта № 2.

№ п/п	Схемно-режимная ситуация	Токовая нагрузка СН АТ-1	Токовая нагрузка СН АТ-2	Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ 1 или 2 цепь
1	Нормальная схема	676	686	142
2	Аварийное отключение АТ-2 в нормальной схеме	1291	0	179
3	Схема ремонта одного АТ	1291	0	179
4	Аварийное отключение АТ-2 в схеме ремонта АТ-1	0	0	882



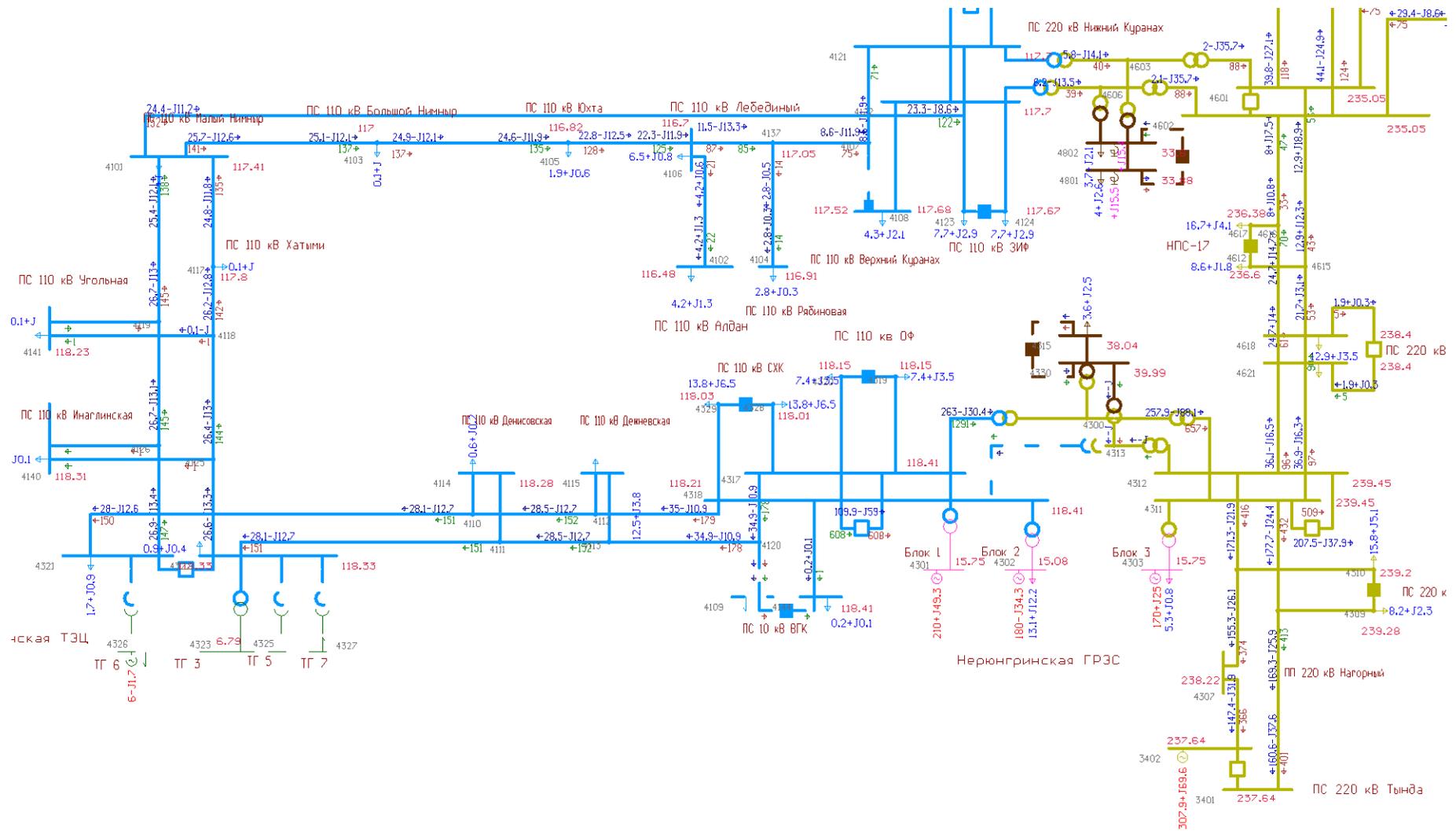


Рисунок 20 – Аварийное отключение АТ-2 в нормальной схеме или ремонт АТ-2.



Из результатов расчёта видно, что при данном варианте реконструкции не обеспечивается сохранения параметров режима в области допустимых значений. Таким образом, исходя из этого, а также с учётом больших капиталовложений в строительство ЛЭП, большими трудозатратами на реконструкцию рассматриваемого участка сети, целесообразно для дальнейшей проработки учитывать вариант № 1.

#### **4.2 Второй этап. Снятие ограничений на выдачу мощности блоков 1 и 2 Нерюнгринской ГРЭС.**

Согласно выводам, полученным в разделе 3, а также с учетом реконструкции на первом этапе, необходимо разработать варианты реконструкции для снятия ограничений на выдачу установленной мощности Нерюнгринской ГРЭС с учетом ввода в работу двух блоков установленной мощностью 210 МВт каждый в 2026 году.

Для дальнейшей разработки предлагается 2 варианта реконструкции сети, в которых предусматривается строительство новой ЛЭП в сечении «Якутия - Амурэнерго», поскольку установка 4 и 5 блоков связана с вводом в работу в 2021 году ПС 220 кВ Удоканский ГМК, ПС 220 кВ Блуждающих, а также завершению 2 этапа строительства полигона «Восточный» Филиала ОАО «РЖД» в 2025 году, связанных с большим увеличением потребления Западного энергорайона Амурской области.

##### Вариант № 1.

В данном варианте предусматривается реализация следующих мероприятий:

- строительство ОРУ 500 кВ Нерюнгринской ГРЭС, установка АТ связи 500 кВ;
- строительство ОРУ 500 кВ ПС 220 кВ Тынды, установка АТ связи 500 кВ;
- строительство ВЛ 500 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тынды;
- замена трансформаторов тока ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный с отпайкой на ПС НПС-19 со стороны Нерюнгринской ГРЭС, КВЛ

220 кВ Нерюгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19 со стороны ПС 220 кВ Тында и Нерюнгринской ГРЭС, КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный со стороны ПС 220 кВ Тында на трансформаторы тока с номинальным током 1000 А;

– установка устройства АОПО с реализацией управляющих воздействий на разгрузку блоков 3, 4 и 5 Нерюнгринской ГРЭС.

В качестве устанавливаемых новых блоков 4 и 5 примем блоки аналогичные установленному на ОРУ 110 кВ Блоку 1.

Схема после реконструкции приведена на рисунке 14.

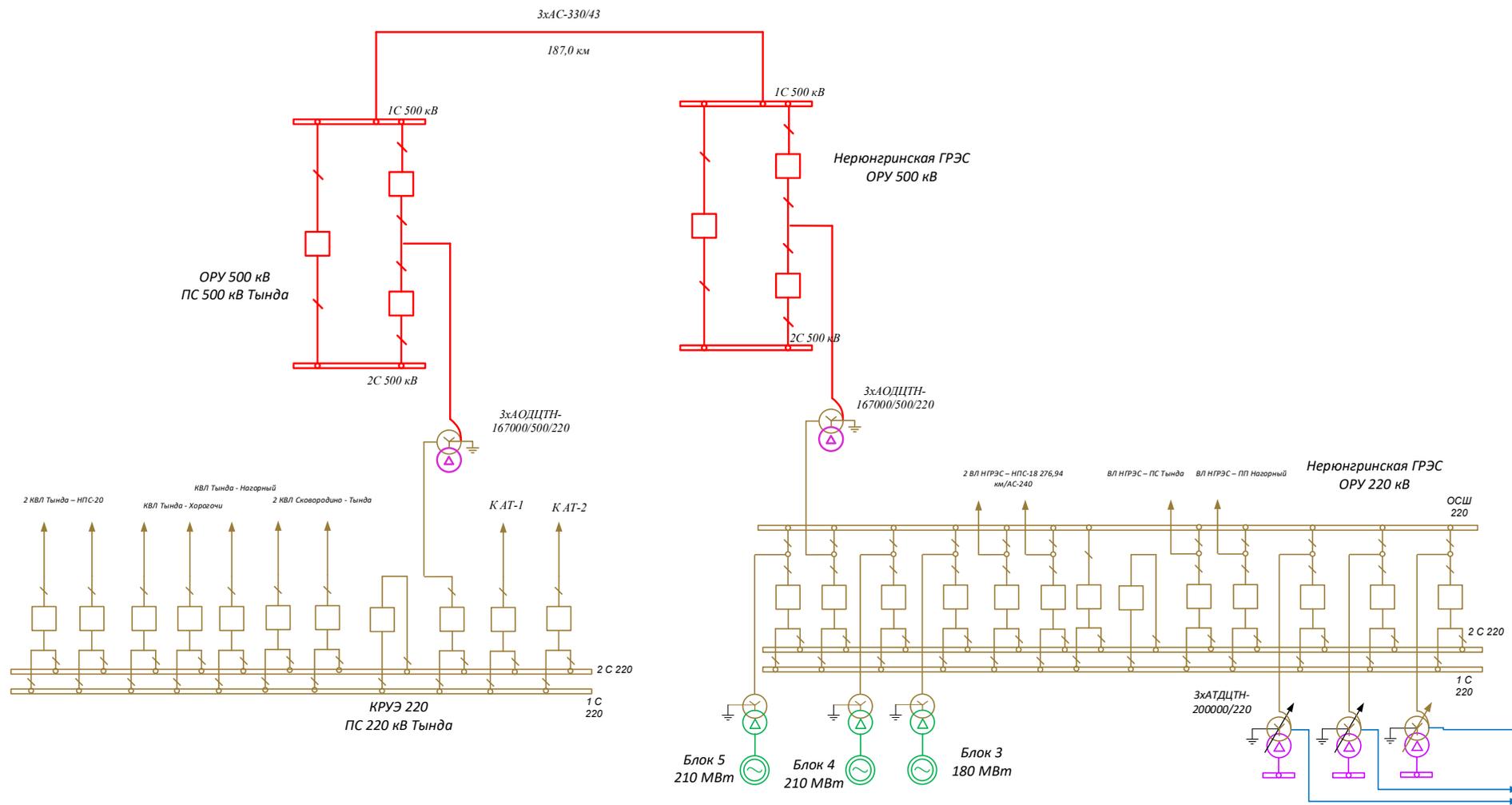


Рисунок 22 – Однолинейная схема варианта № 1.

## Вариант № 2.

В данном варианте предусматривается реализация следующих мероприятий:

- расширение ОРУ Нерюнградской ГРЭС на 2 ячейки;
- расширение КРУЭ 220 кВ ПС 220 кВ Тында на 2 ячейки;
- строительство двух КВЛ 220 кВ Нерюнградская ГРЭС – Тында № 2 и КВЛ 220 кВ Нерюнградская ГРЭС – Тында № 3 ;
- замена трансформаторов тока ВЛ 220 кВ Нерюнградская ГРЭС – Нагорный с отпайкой на ПС НПС-19 со стороны Нерюнградской ГРЭС, КВЛ 220 кВ Нерюнградская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19 со стороны ПС 220 кВ Тында и Нерюнградской ГРЭС, КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный со стороны ПС 220 кВ Тында на трансформаторы тока с номинальным током 1000 А;
- установка устройства АОПО с реализацией управляющих воздействий на разгрузку блоков 3, 4 и 5 Нерюнградской ГРЭС.

Схема сети после реконструкции приведена на рисунке 15.

Результаты расчёта схемно-режимных ситуаций представлены на рисунках ниже.

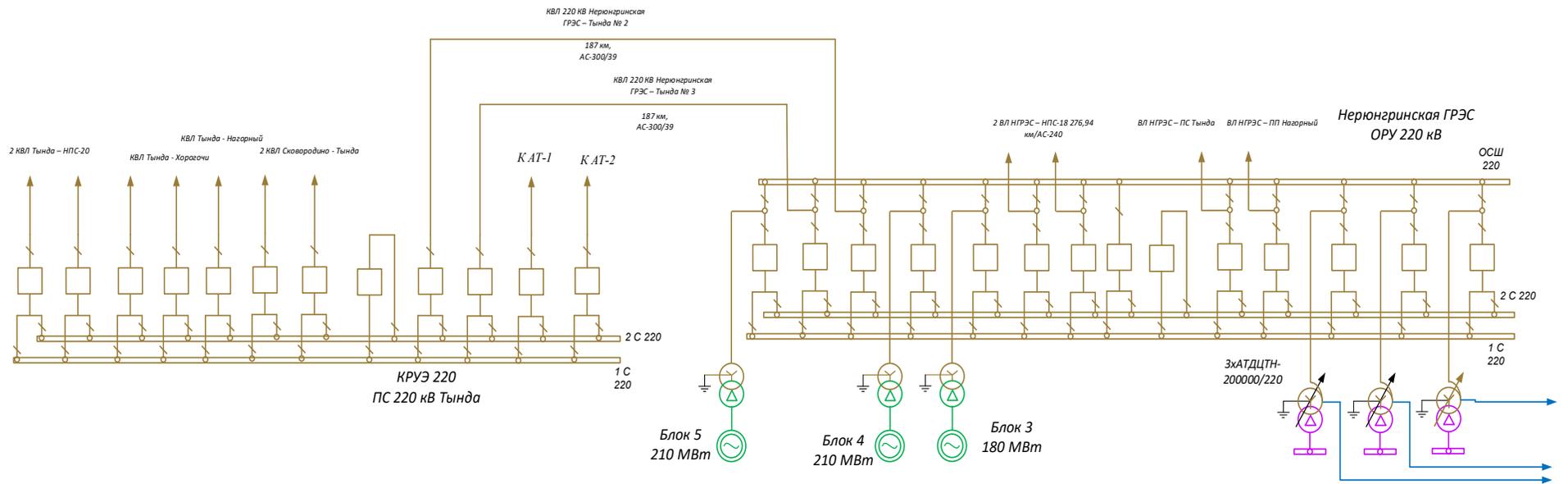


Рисунок 23 – Однолинейная схема варианта № 2.

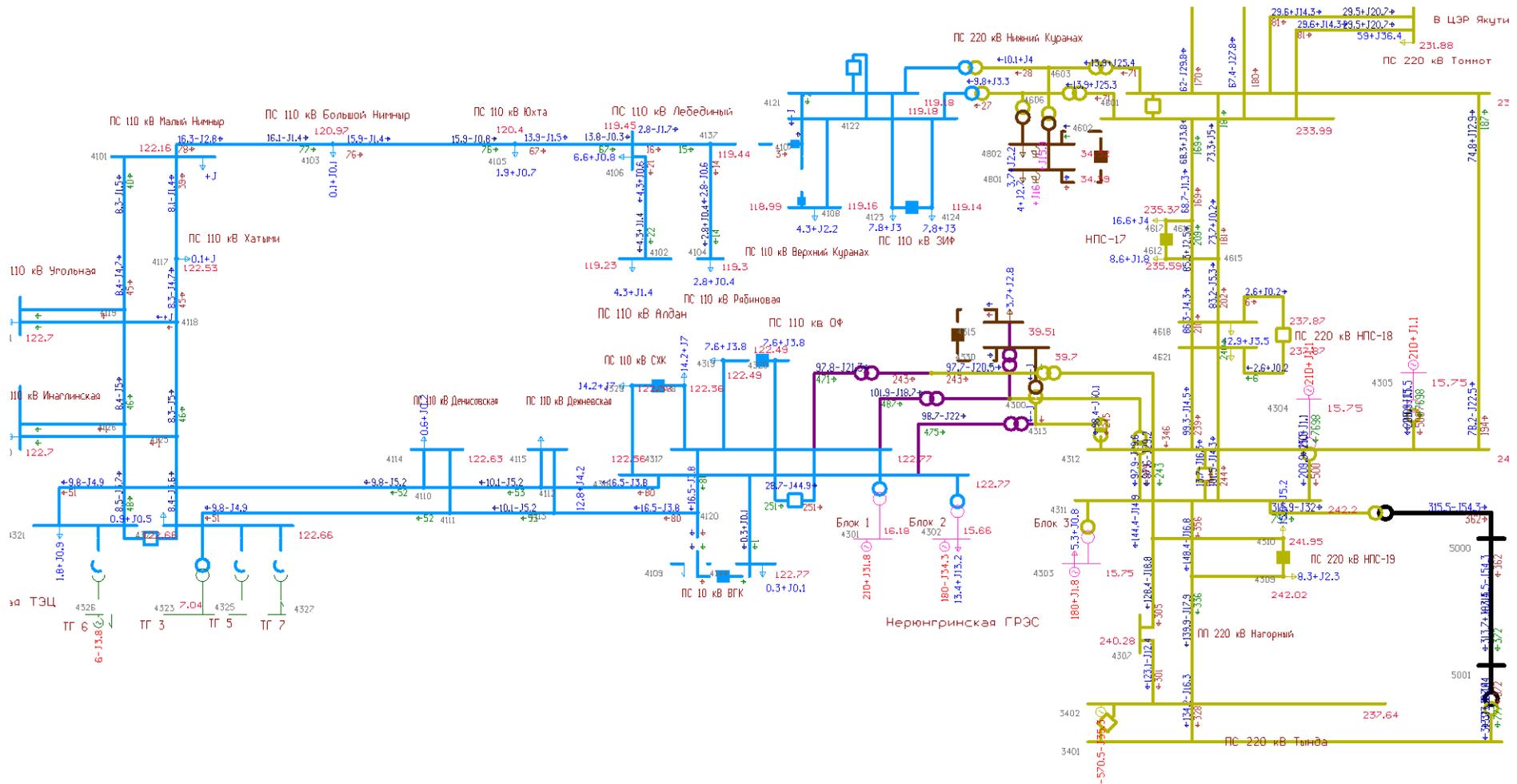


Рисунок 24 – Нормальная схема сети для варианта № 1.

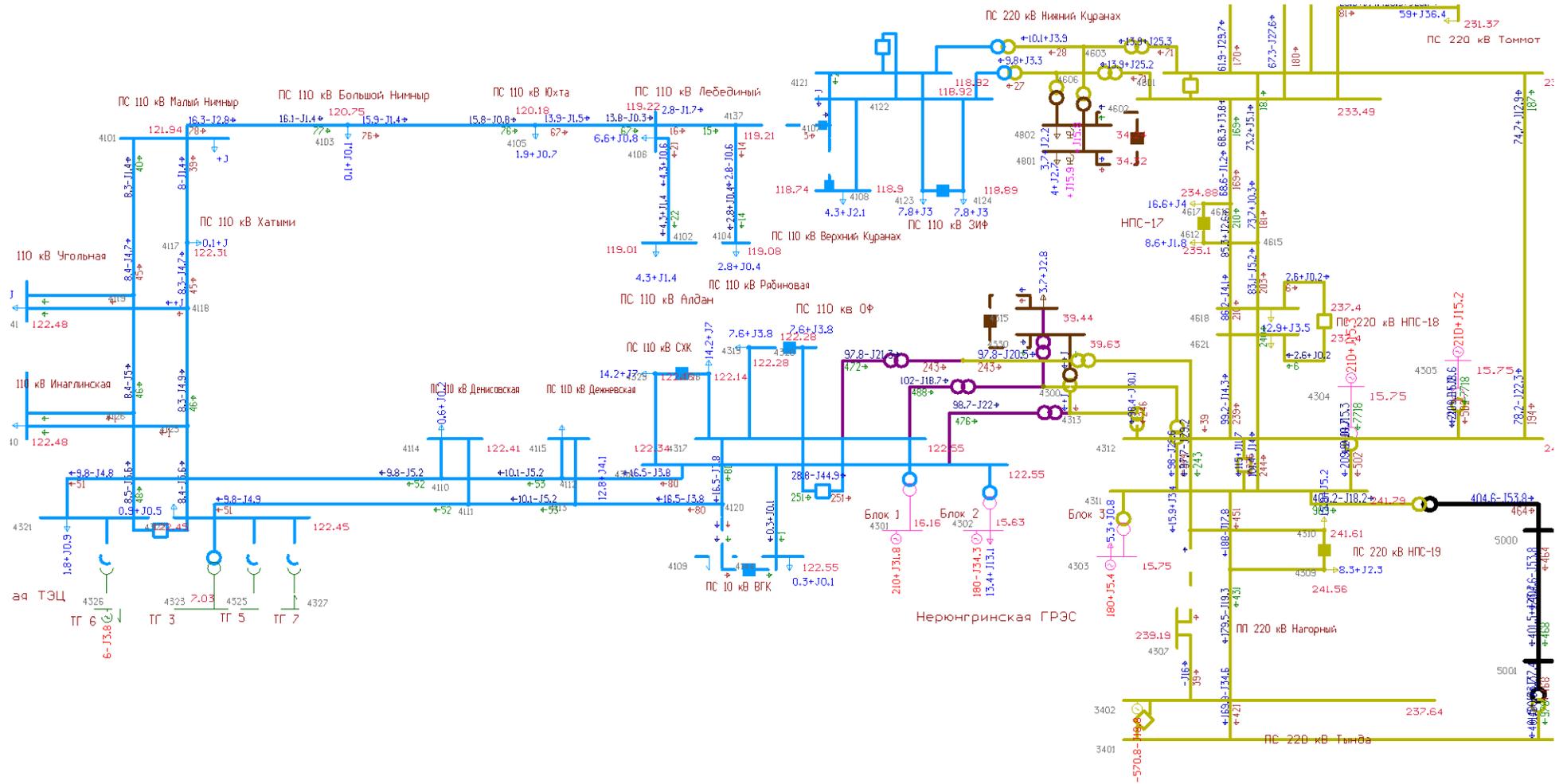


Рисунок 25 – Схема ремонта одной ЛЭП 220 кВ в КС «Якутия – Амурэнерго»

### **4.3 Определение критерия выбора оптимального варианта усиления системообразующей сети рассматриваемого энергорайона.**

Существует несколько критериев выбора оптимального варианта электросетевого строительства:

1) Экономический критерий. В соответствии с этим критерием выбирается тот вариант, который быстрее окупится и принесет больший доход. Является наиболее распространенным критерий по причине повышенной заинтересованности в доходности инвесторов.

2) Критерий надежности. В соответствии с данным критерием выбирается вариант, обеспечивающий большую безотказность работы, долговечность и ремонтпригодность оборудования [7].

3) Критерий технической эффективности. При выборе оптимального варианта по указанному критерию выбирается вариант, обеспечивающий наибольшую эффективность работы оборудования – оптимальную загрузку оборудования, минимальные потери мощности, большую пропускную способность электропередачи.

В настоящих условиях, при проведении работы по обеспечению несинхронной параллельной работы 1 и 2 синхронных зон ЕЭС России, а также перспективном развитии Западного энергорайона Амурской энергосистемы с присоединением новых крупных потребителей особенно актуальным является обеспечение устойчивости работы энергосистем и высокой пропускной способности системообразующей сети. Таким образом, наиболее целесообразным является критерий технической эффективности.

### **4.4 Экономический расчет для рассматриваемых вариантов.**

Цель данного пункта является определение оптимального варианта развития электрической сети района проектирования на основании расчёта экономической эффективности с учетом фактора надежности [6].

#### **4.4.1 Расчет капиталовложений.**

В разделе необходимо определить объем капиталовложений в сооружение ЛЭП и ПС.

Сооружение электрических сетей требует капиталовложений в следующие составляющие [1]:

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

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (9)$$

Поскольку подстанция является составным объектом электроэнергетики, капиталовложения в нее также являются составными, а именно:

- капиталовложения на приобретение трансформаторов;
- капиталовложения на приобретение СКРМ;
- капиталовложения на сооружение ОРУ;
- капиталовложения в постоянную часть затрат (покупка земли, благоустройство территории, проведение коммуникаций).

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (10)$$

где  $K_{ТР}$  – стоимость Т, АТ;

$K_{КУ}$  – стоимость СКРМ;

$K_{ОРУ}$  – стоимость ОРУ;

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат.

Результаты расчета капиталовложений для рассматриваемый вариантов сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – Капиталовложения в сооружение ВЛ

Капиталовложения, тыс. руб	Вариант № 1	Вариант № 2
Капиталовложения в ВЛ	7 126 560	4 592 672
Капиталовложения в Т, АТ	737 300	-
Капиталовложения в ОРУ	1 262 500	126 250
Капиталовложения в СКРМ	275 881	-
Постоянная часть затрат	467 125	-
Итого:	9 869 366	4 718 922

Таким образом, согласно расчету капиталовложений, строительство ВЛ 500 кВ, двух РУ 500 кВ в 2,1 раза дороже, чем строительство двух ВЛ 220 кВ и расширение РУ 220 кВ ПС 220 кВ Тында и Нерюнгринской ГРЭС на две ячейки.

#### 4.4.2 Расчет эксплуатационных издержек.

Расчёт эксплуатационных издержек для рассматриваемых вариантов усиления сети, как основная задача данного подпункта, приведен в Приложении Г.

Расчет издержек производится по выражению:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W} + I_{У} \quad (11)$$

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

$I_{Э.Р}$  – издержки на ремонт и эксплуатацию оборудования;

$I_{\Delta W}$  – затраты на передачу электроэнергии;

$I_{У}$  – ущерб из-за недоотпуска электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт оборудования рассчитываются по выражению:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС} \quad (12)$$

где  $\alpha_{тэоВЛ}$ ,  $\alpha_{тэоПС}$  – процент ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ( $\alpha_{тэоВЛ} = 0,8\%$ ;  $\alpha_{тэоПС} = 5,9\%$ ).

Издержки на потери электроэнергии в сети определяются по выражению:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (13)$$

где  $\Delta W$  – величина потерь электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, на основании данных ПАО «ФСК» в сети 220 кВ составляет 2,66 руб/ кВт·ч.

Величина потерь электроэнергии определяется при расчете режима электрической сети, и состоит из потерь в Т, АТ, ЛЭП [1].

Амортизационные отчисления определяются по выражению:

$$I_{AM} = K \cdot a_p ; \quad (14)$$

где  $K$  – капиталовложения в соответствующее оборудование;

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

Результаты расчета издержек приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Издержки

Издержки, тыс. руб	Вариант № 1	Вариант № 2
Издержки на ремонт и эксплуатацию	189 638	30 412
Амортизационные издержки	468 723	149 833
Издержки на потери	71 765	77 432
Итого:	730 128	257 678

В данной таблице подтверждается прямая зависимость величины издержек от капиталовложений – для варианта № 1 величина издержек больше.

#### 5.4.3 Оценка экономической эффективности проекта.

Для сравниваемых вариантов определяются приведенные затраты с учетом среднегодового ущерба от недоотпуска электрической энергии.

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

#### 5.4.4 Оценка экономической эффективности варианта №1.

Оценка экономической эффективности результатов реализации проекта ставит перед собой определение выручки от реализации проекта и ее анализ. Для увеличения пропускной способности схемы выдачи мощности Нерюнгринской ГРЭС такая оценка определяется в зависимости от объемов продаж

электроэнергии новыми потребителями, введенными в эксплуатацию благодаря увеличению пропускной способности КС.

Капиталовложения распределяются равномерно на первые 4 года. Величина ежегодных капиталовложений за четырехлетний период определяется по выражению:

$$K_{год} = \frac{K}{T_{строит}}, \quad (15)$$

где  $K$  – капиталовложения в реализацию проекта, тыс.руб;

$T_{строит}$  – время строительства, год.

$$K_{год} = \frac{2,997 \times 10^9}{4} = 7,49 \times 10^8 \text{ руб};$$

Ввод в эксплуатацию перспективных потребителей и сетевого строительства, обеспечивающего этот ввод, дает начало получению дохода от реализации проекта. Поскольку с момента ввода начинается эксплуатация оборудования, появляются эксплуатационные издержки. Величина дохода рассчитывается согласно формуле:

$$D = \mathcal{E}_{получ} \cdot 2,655, \quad (16)$$

где  $\mathcal{E}_{получ}$  – электроэнергия, полученная потребителем, кВт·ч;

2,655 руб/кВт·ч – стоимость электроэнергии.

$$\mathcal{E}_{получ} = P_{max} \cdot T_{max} + P_{min} \cdot T_{min}, \quad (17)$$

где  $P_{max}$  – максимальная мощность, полученная потребителем в период максимальных нагрузок;

$P_{min}$  – мощность, полученная потребителем в период минимальных нагрузок, кВт;

$T_{max}$  – количество часов использования максимальной нагрузки, ч;

$T_{min}$  – число часов использования минимальной нагрузки, ч.

$$\mathcal{E}_{получ} = 156800 \cdot 6000 + 92800 \cdot 2760 = 1,197 \times 10^9 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$D = 1,197 \times 10^9 \cdot 2,655 = 3,178 \times 10^9 \text{ руб.}$$

Определение ежегодных издержек производится по формуле:

$$I_{год} = \frac{I}{T_3}, \quad (18)$$

где  $T_3$  – доход от продажи электрической энергии;

$I$  – общие издержки.

$$I_{год} = \frac{2,577 \times 10^8}{20} = 1,288 \times 10^8 \text{ руб.}$$

ЧДД определяется согласно следующему выражению:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T [D - (K + I)] \cdot (1 + E)^{1-t} \quad (19)$$

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T [D - (K + I)] \cdot (1 + E)^{1-t} = 1,403 \times 10^{10} \cdot 2,655 = 3,178 \times 10^9 \text{ руб.}$$

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T [D - (K + I)] \cdot (1 + E)^{1-t} = 7,383 \times 10^{10} \text{ руб}$$

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунке 26.

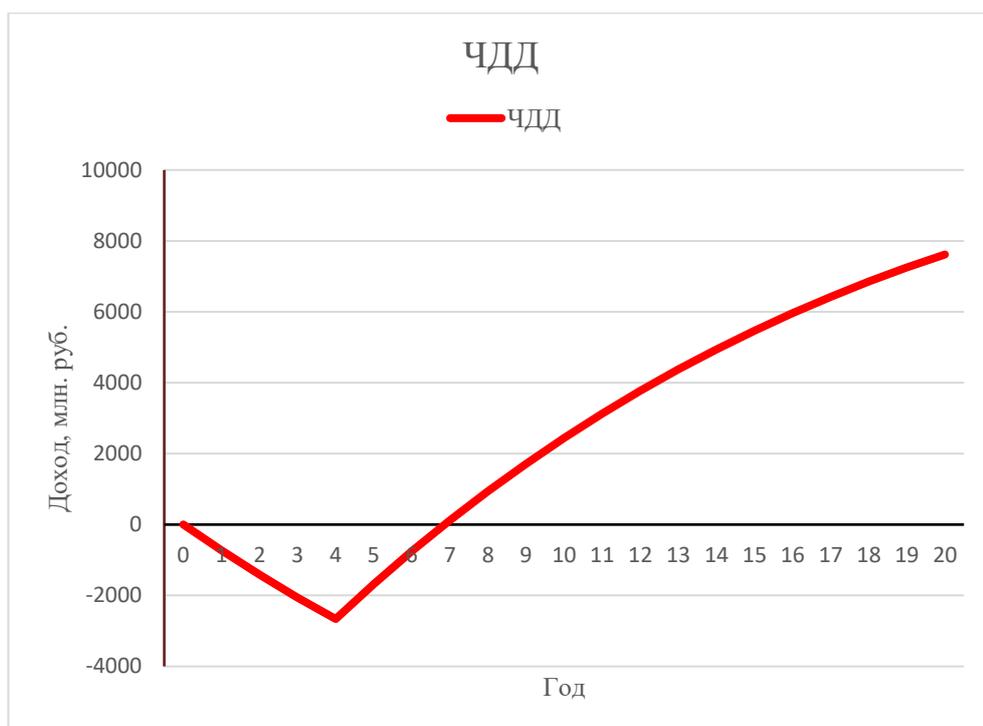


Рисунок 26 – ЧДД для варианта №2.

Из графика ЧДД следует вывод, что проект окупается за 7 лет.

#### 5.4.5 Оценка экономической эффективности варианта №1.

Расчет экономической эффективности варианта № 1 аналогичен предыдущему варианту. Результат расчета ЧДД представлены на рисунке 27.

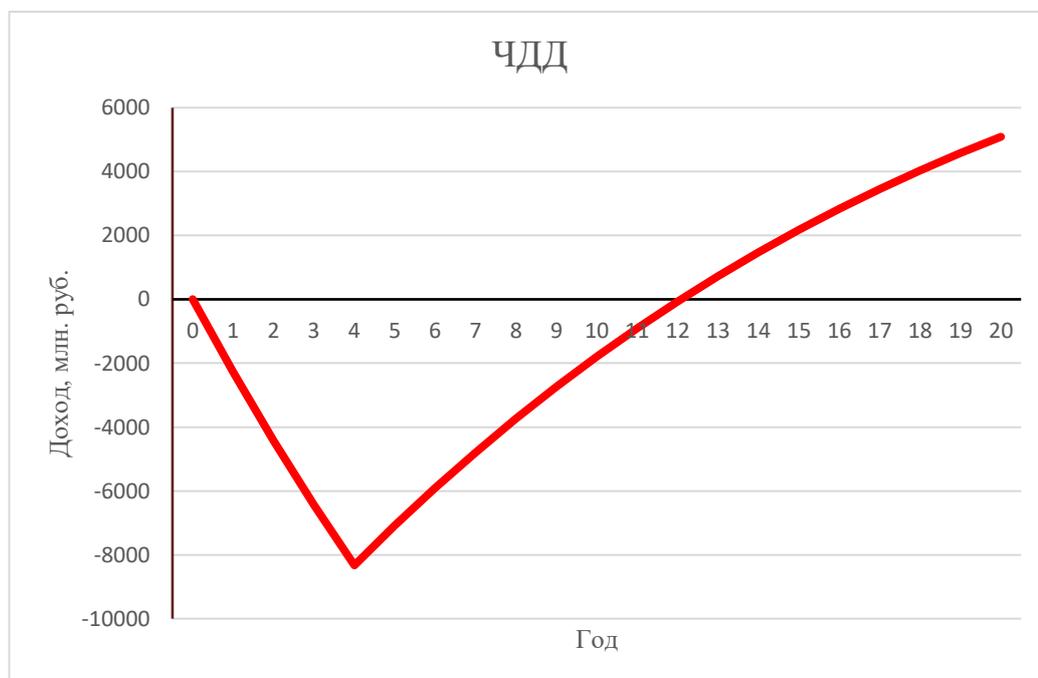


Рисунок 27 – График ЧДД для Варианта № 1

Из графика следует вывод, что данный проект окупается за 12 лет.

Исходя из технико-экономического анализа выбираем вариант усиления системообразующей сети №1, как обеспечивающий большую техническую эффективность при выдаче мощности Нерюнгринской ГРЭС, большую надежность электроснабжения рассматриваемого энергорайона с учётом перспективного роста нагрузки в Западном энергорайоне Амурской энергосистемы. Данный вариант открывает большие возможности при дальнейшем перспективном развитии энергорайона и способствует будущему объединению отдельно работающих энергосистем, входящих в ЕЭС России. Также вариант №1 имеет оптимальный срок окупаемости, что позволяет его считать наиболее целесообразным.

## 5 ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОРАБОТКА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА УСИЛЕНИЯ СИСТЕМООБРАЗУЮЩЕЙ СЕТИ РАССМАТРИВАЕМОГО ЭНЕРГОРАЙОНА

### 5.1 Выбор основного электротехнического оборудования и устройств противоаварийной автоматики.

#### 5.1.1 Выбор марки провода.

Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов [1].

Для этого необходимо найти максимальный ток в воздушных линиях.

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{P_{maxi}^2 + Q_{нескi}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}; \quad (20)$$

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

$n$  – количество цепей;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение сети.

Расчетный ток, необходимый для выбора сечения проводов ЛЭП, определяется согласно методу экономических токовых интервалов:

$$I_p = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \quad (21)$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий прирост нагрузки в зависимости от срока эксплуатации ЛЭП. Принимается равным 1,05;

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

Число часов использования максимума нагрузки для энергосистем Амурской области и Южной Якутии составляет 6000 и 6200 часов

соответственно. Данные значения соответствуют значению коэффициента 1,3 [12]. Результат расчета режима максимальных нагрузок приведен на рисунке 19.

Рассчитаем максимальный ток на головном участке:

$$I_{\max i} = \frac{\sqrt{315,2^2 + 54,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 500} = 391 \text{ А};$$

Расчетный ток:

$$I_p = 391 \cdot 1,3 \cdot 1,05 = 533 \text{ А};$$

Согласно экономическим токовым интервалам с учетом района по гололеду (II) выбираем провод марки 3хАС-330/43 [16].

Проверка выбранного сечения производится по длительно допустимому току. Для провода марки 3хАС-330/43 длительный допустимый ток равен 2565 А [11].

Вычислим рабочий максимальный ток, при ремонте одной из линий, входящих в КС «Якутия - Амурэнерго»:

$$I_{\max i} = \frac{\sqrt{404,6^2 + 53,8^2}}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 500} = 411 \text{ А};$$

Выбранное сечение проводника удовлетворяет расчетным требованиям.

### 5.1.2 Выбор силовых трансформаторов связи.

Обеспечение допустимой перегрузки Т, АТ в нормальных и послеаварийных режимах достигается путем корректного выбора установленной мощности трансформаторов на понижающих ПС. При наличии в составе потребления потребителей 1 категории, необходимо резервирование – установка не менее 2 Т, АТ. Мощность Т, АТ определяется по выражению :

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{N \cdot K_3}, \quad (22)$$

где  $K_3$  – коэффициент загрузки силового трансформатора, принимается для 1 АТ на ПС равным  $K_3 = 0,9$ ;

$N$  – количество трансформаторов,

$P$  – активная мощность нагрузки, МВт,

$Q$  – реактивная мощность нагрузки, МВар.

Рассчитываем мощность трансформаторов по формуле 12.

$$S_{\text{тр.р}} = \frac{\sqrt{347,2^2 + 74,7^2}}{1 \cdot 0,9} = 395 \text{ МВА}$$

Автотрансформаторы 500 кВ выпускаются как трехфазные, так и однофазные. При этом, однофазные автотрансформаторы 500 кВ более распространены по причине более удобной транспортировки (меньшие размеры по сравнению с трехфазными АТ) и большей надежности (аварийное отключение одного из однофазных АТ не приведет к полному прекращению подачи мощности на шины СН и НН). Таким образом, выбираем автотрансформаторы АОДЦТН-167000/500/220. Поскольку отключение выбранного трансформатора не приводит к погашению части нагрузки потребителей, экономически целесообразен ввод одного АТ, а не двух [5].

Проверяем выбранный трансформатор по коэффициенту загрузки:

В нормальном режиме

$$K_3 = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{N \cdot S_{\text{НОМ}}}, \quad (23)$$

$$K_3 = \frac{\sqrt{347,2^2 + 74,7^2}}{501} = 0,71 \text{ МВА.}$$

Выбранный трансформатор проходит по коэффициенту загрузки.

При расчёте ПАР в ПВК RastrWin3 было выявлено, что АТ ПС 500 кВ Тында и АТ 500 Нерюнгринской ГРЭС не перегружаются выше максимальной величины загрузки в аварийном режиме при отключении одной из ВЛ КС1. Исходя из этого, проверка теплового режима трансформатора не требуется [38].

### 5.1.3 Выбор ограничивающего оборудования ПС.

Выбор токоограничивающих элементов (выключателей, трансформаторов тока, ошиновок, высокочастотных заградителей) необходимо произвести так, чтобы эти элементы не уменьшали пропускную способность существующей

сети, т.е чтобы в нормальном, послеаварийном и ремонтном режиме не было ограничений по оборудованию проектируемой ЛЭП.

Ток в послеаварийном режиме (или ремонтной схеме) по новой ЛЭП равен 481 А. Таким образом, для обеспечения параметров работы электрических сетей ЗЭР АО в области допустимых значений токовая нагрузка ограничивающих элементов должна быть не менее 481 А. Выбраны следующие элементы, соблюдающие все требования, указанные выше.

Таблица 24 – Допустимая токовая нагрузка ограничивающих элементов ВЛ 500 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Тында\*

Наименование ЭС/ПС	Марка ошиновки	В	Р	ВЗ	ТТ
Нерюнгринская ГРЭС	2хПА-500	2х2000	3150	2000	3150
ПС 500 кВ Тында	2хПА-500	2х1000	2000	2000	1000 1200

Примечание – верхнее число ячейки таблицы – ДДТН элемента, нижнее – АДТН. Если в ячейке только одно число, значит ДДТН=АДТН.

Таблица 25 – Допустимая токовая нагрузка ограничивающих элементов АТ 500 Нерюнгринской ГРЭС\*

Наименование ПС	Марка ошиновки	В	Р	ТТ
ПС 500 кВ Сковородино (ВН)	2хПА-500	2х1000	2000	1000 1200
ПС 500 кВ Сковородино (СН)	2хАС-400/51	2х2000	2000	2000 2400

Примечание – верхнее число ячейки таблицы – ДДТН элемента, нижнее – АДТН. Если в ячейке только одно число, значит ДДТН=АДТН.

Таблица 26 – Допустимая токовая нагрузка ограничивающих элементов АТ-3 ПС 500 кВ Тында\*

Наименование ПС	Марка ошиновки	В	Р	ТТ
ПС 500 кВ Тында (ВН)	2хПА-500	2х1000	2000	1000 1200
ПС 500 кВ Тында (СН)	2хАС-400/51	2х2000	2000	2000 2400

Примечание – верхнее число ячейки таблицы – ДДТН элемента, нижнее – АДТН. Если в ячейке только одно число, значит ДДТН=АДТН.

#### 5.1.4 Выбор средств компенсации реактивной мощности.

Необходимость установки СКРМ определим расчетным путем на основе анализа расчетов установившихся режимов. Расчет будет производиться для режима летних минимальных нагрузок.

Наиболее тяжелыми аварийными или ремонтными схемами будут являться отключение АТ 500 Нерюнгринской ГРЭС и АТ 500 ПС 500 кВ Тында. При ремонте УШР-220 ПС 500 кВ Тында напряжение на шинах 500 кВ Тында составляет 531,2 кВ, что выше наибольшего рабочего напряжения для сети 500 кВ (525 кВ). Все эффективные средства регулирования напряжения (разгрузка ГО Нерюнгринской ГРЭС по реактивной мощности) использованы.

Таким образом, для обеспечения допустимых уровней напряжения в сети 500 кВ необходима установка СКРМ [5].

Поскольку сети ЗЭР АО имеют низкую пропускную способность и малую устойчивость, а ШР 500 кВ имеют сравнительно большую номинальную мощность (180 Мвар на одну реакторную группу), то необходимо обеспечение плавного регулирования напряжения, что достигается использованием УШР. Таким образом, выбираем группу из 3 однофазных УШР марки РОДУ-60000/500-УХЛ1.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения магистерской диссертации был проведён структурный и режимный анализ существующей электрической сети.

Предложены несколько вариантов реконструкции электрической сети данного района проектирования с использованием элементов активно-адаптивной сети, позволяющие повысить надёжность электроснабжения потребителей электроэнергии.

Выполнены расчёты доаварийных и послеаварийных установившихся режимов для нормальных и ремонтных схем для проверки нахождения параметров работы электроэнергетических режимов в области допустимых значений для основного энергетического оборудования, установленного на энергообъектах Южно-Якутского энергорайона.

Осуществлён выбор оптимального варианта реконструкции существующей электрической сети 110 – 220 кВ Южно-Якутского энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия), который включает в себя замену автотрансформаторов связи 220 кВ на автотрансформаторы большей мощности, а также установку третьего автотрансформатора связи 220 кВ для осуществления выдачи установленной мощности блоков 1 и 2 Нерюнгринской ГРЭС. На втором этапе реконструкции был определён оптимальный вариант для выдачи установленной мощности Нерюнгринской ГРЭС, включающий в себя строительство ЛЭП 500 кВ в КС «Якутия - Амурэнерго» РУ 500 кВ на Нерюнгринской ГРЭС и ПС 220 кВ Тында.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : Методическое пособие / А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. - Екатеринбург : Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. - 52 с.

2 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 28.05.2021).

3 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.

4 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб.пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.

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

6 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2013.

7 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд., - Изд-во БХВ - Петербург. 2013. - 608 с.

8 Нерюнгринская ГРЭС [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rosteplo.ru/> (дата обращения: 20.05.2021).

9 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [http:// www.rastrwin.ru](http://www.rastrwin.ru). (дата обращения: 5.05.2021).

10 ГОСТ Р 58670-2019 «Расчеты электроэнергетических режимов и определение решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования», 2020.

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

12 Приказ Минэнерго России от 01.03.2020 №141 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021-2027 годы»

13 Официальный сайт РусГидро [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rushydro.ru/> (дата обращения: 15.11.2020).

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

18 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf> (дата обращения 17.11.20).

19 Схема и программа развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2021-2027 годы

20 Приказ Минэнерго России от 08.02.2019 №81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики»

21 Приказ Минэнерго России от 03.08.2018 №630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики м энергопринимающих установок»