

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

Факультет энергетический

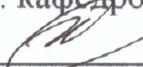
Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

  
\_\_\_\_\_  
«06» 07 2020 г. Н.В. Савина

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

на тему: Организации параллельной работы объединённой электроэнергетической системы Сибири и объединенной электроэнергетической системы Востока на основе вставки постоянного тока на подстанции 220 кВ Хани

Исполнитель

студент группы 842-ом2

  
\_\_\_\_\_  
подпись, дата 10.06.2020 И.А. Романенко

Руководитель

канд. техн. наук, доцент

  
\_\_\_\_\_  
подпись, дата 10.06.2020 А.Н. Козлов

Руководитель магистерской программы

доктор техн. наук, профессор

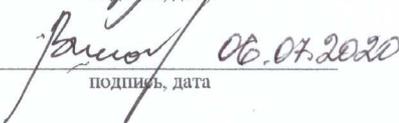
  
\_\_\_\_\_  
подпись, дата 03.07.2020 Н.В. Савина

Нормоконтроль

ст. преподаватель

  
\_\_\_\_\_  
подпись, дата 06.07.2020 Н.С. Бодруг

Рецензент

  
\_\_\_\_\_  
подпись, дата 06.07.2020 Н.А. Вишнякова

Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

  
« 06 » 04 2020 г. Н.В. Савина

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Романенко Ивана Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Организации параллельной работы объединённой электроэнергетической системы Сибири и объединённой электроэнергетической системы Востока на основе вставки постоянного тока на подстанции 220 кВ Хани

(утверждено приказом от 01.03.2020 № 548-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 10.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материал, собранный во время прохождения преддипломной практики

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

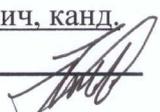
структурный анализ электрической сети района проектирования, описание проблемы магистерского исследования, анализ и оценка устройств вставок постоянного тока, техническая проработка варианта, анализ капиталовложений

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) графическая часть однолинейной схемы электрической сети, расчет капиталовложений в программе MathCad 15

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

7. Дата выдачи задания

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Александр Николаевич, канд. техн. наук, доцент

  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата):



(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит: 109 стр., 21 рисунок, 30 таблиц, 36 формул, 50 источников.

### СТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ СЕТИ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВАРИАНТА МЕЖСИСТЕМНОЙ СВЯЗИ, ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ.

Цель магистерской диссертации – организация параллельной работы объединённой электроэнергетической системы Сибири и объединённой электроэнергетической системы Востока на основе вставки постоянного тока на подстанции 220 кВ Хани.

Задачи: выполнение структурного анализа электрической сети, разработка технического варианта организации вставки постоянного тока на ПС 220 кВ Хани, оценка экономической эффективности.

Актуальность темы: Анализ актуальных проблем функционирования ЕЭС России и транзита электроэнергии между ОЭС Сибири и ОЭС Востока позволили выявить проблемы качества электроснабжения тяговых подстанций западной части Забайкальского края и ограниченные возможности параллельной работы двух энергосистем.

Основу методологии составляют теория и методы расчета параметров схем замещения элементов электрической сети, теория и методы расчета установившихся режимов электрических сетей, оценка экономической эффективности проекта.

На основании вышеописанных методов произведен расчет и анализ установившихся режимов с помощью программы RastrWin3.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения и сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика рассматриваемого района	9
1.1 Географическая характеристика района	9
1.2 Климатическая характеристика района	10
1.3 Краткая характеристика ОЭС Востока	11
1.4 Краткая характеристика ОЭС Сибири	12
2 Анализ электроэнергетической системы рассматриваемого района	15
2.1 Структурный анализ электроэнергетической системы района	16
2.1.1 Характеристика источников питания	16
2.1.2 Структурный анализ ЛЭП	23
2.1.3 Структурный анализ ПС	24
2.2 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	27
2.2.1 Моделирование существующего участка сети	29
2.2.2 Анализ режима существующей сети	32
3 Проектирование варианта межсистемной связи ОЭС Востока и Сибири	40
3.1 Описание вариантов организации вставок постоянного тока	40
3.1.1 Вставка постоянного тока на обычных тиристорах	41
3.1.2 Вставка постоянного тока на основе СТАТКОМ (ВПТН)	44
3.1.3 Электромеханическая вставка для связи энергосистем	52
3.1.4 Ферромагнитная вставка переменного тока	56
4 Техническая проработка варианта вставки постоянного тока	60
4.1 Выбор силовых трансформаторов	64
4.2 Расчет токов короткого замыкания	66
4.3 Выбор распределительного устройства	72
5 Расчет экономической части проекта	75
5.1 Капиталовложения	75

5.2 Расчет эксплуатационных издержек	77
5.3 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения	79
5.4 Оценка экономической эффективности проекта	80
Заключение	86
Библиографический список	88
Приложение А Расчет установившихся режимов	93
Приложение Б Расчет капиталовложений и эксплуатационных издержек	105
Приложение В Расчет надежности	107

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – Воздушная линия;

КЗ – Короткое замыкание;

ЛЭП – Линия электропередач;

ОРУ – Открытое распределительное устройство;

ТП – Трансформаторная подстанция;

ПС – Подстанция;

РЗ – Релейная защита;

ВН – Высокое напряжение;

СН – Среднее напряжение;

НН – Низкое напряжение;

СЭС – Система электроснабжения;

ЭС – Электрическая сеть;

ОЭС – Объединённая энергетическая система;

ЕЭС – Единая энергетическая система.

## ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика играет важную роль в различных отраслях Российской Федерации. Она является основой развития промышленности, сельского хозяйства, транспорта, государственной безопасности и инфраструктуры в целом. Для обеспечения стабильного и непрерывного развития страны необходимо обеспечить качественное и надежное электроснабжение всех групп потребителей. Для реализации этих целей была произведена работа по созданию параллельно работающих объединённых энергосистем в составе Единой энергетической системы России. На данный момент в состав ЕЭС России входит шесть параллельно работающих объединённых энергетических систем (ОЭС): Центра, Средней Волги, Урала, Северо-запада России, Северного Кавказа и Сибири. Объединенная энергетическая система Востока работает изолированно от Единой энергетической системы России. Из вышеописанного следует задача магистерской диссертации: «Организация параллельной работы объединённой электроэнергетической системы Сибири и объединенной электроэнергетической системы Востока на основе вставки постоянного тока на подстанции 220 кВ Хани». Реализация данного проекта обеспечит межсистемную связь и обмен мощностями между ОЭС Сибири и ОЭС Востока, позволит повысить надежность электроснабжения тяговых подстанций Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожной магистрали и инфраструктуры в их зоне, увеличит пропускную способность транзита Сибирь-Восток. Проектная мощность Амурского преобразовательного комплекса Хани составляет 200 МВт.

Актуальность темы: Анализ актуальных проблем функционирования ЕЭС России и транспорта электроэнергии позволили выявить ряд «узких мест», которыми, в частности, являются: ограниченные возможности параллельной работы ОЭС Сибири и ОЭС Востока. Обеспечение надежной и безаварийной работы железнодорожной транспортной системы, а также инфраструктуры на границе раздела ОЭС Сибири и ОЭС Востока. Эта проблема является приоритетной задачей,

так как Транссибирская (Транссиб) и Байкало-Амурская железнодорожные магистрали являются стратегически важными объектами инфраструктуры Российской Федерации.

Научная новизна - Применение современных и инновационных технологий при организации параллельной работы объединенной электроэнергетической системы Сибири и объединенной электроэнергетической системы Востока.

Практическая значимость - Строительство вставки постоянного тока на базе подстанции 220 кВ Хани для обеспечения параллельной работы объединенной электроэнергетической системы Сибири и объединенной электроэнергетической системы Востока.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА

## 1.1 Географическая характеристика района

Республика Саха (Якутия) субъект Российской Федерации, расположена в северо-восточной части Евразийского материка. Северо-восток Российской Федерации. Якутия граничит на востоке с Чукотским автономным округом, Магаданской областью, на юго-востоке — с Хабаровским краем, на юге — с Амурской областью и Забайкальским краем, на юго-западе — с Иркутской областью, на западе — с Красноярским краем, на севере её естественные рубежи образуют моря Лаптевых и Восточно-Сибирское, является частью Дальневосточного федерального округа.

Нерюнгринский район находится в южной части Республики Саха (Якутия), лежащий в пределах северных отрогов Станового хребта, естественной границе, отделяющей Северо-Восток Сибири от Приамурья и Приморья. Площадь территории составляет 98,9 тыс. кв. км. Столица – город Нерюнгри. Находится на правом берегу р. Чульман в 70 км от его впадения в р. Тимптон. Расположен на северных отрогах Станового хребта с абсолютными высотами 800-850 метров. Географическое положение определяется 56° 40 северной широты и 124° 10 восточной долготы.

Рассматриваемая в настоящем обзоре территория расположена в южной части Республики Саха (Якутия), в междуречье верховьев Алдана и его правого притока Тимптона. С севера она ограничена хребтом Западные Янги, с востока – отрогами Алдано-Учурского хребта, с юга – хребтом Зверева и Станового хребта, с запада – Чугинским плоскогорьем. Основные элементы рельефа Южной Якутии вытянуты в северо-восточном направлении. Наибольшую часть территории занимает Алданское нагорье, в пределах которого выделяются Алданское плоскогорье и Чульманское плато. Алданское нагорье представляет собой приподнятое плоскогорье высотой 800–1200 м над уровнем моря, с множеством

возвышающихся горных хребтов, отделенных друг от друга межгорными впадинами. Он имеет резко выраженные альпийские формы рельефа с вышиной отдельных вершин более 2200 м.

Характерной чертой рельефа Алданского плоскогорья являются обширные выровненные водораздельные пространства. Абсолютные высоты водоразделов изменяются от 800 до 1200–1300 м, шириной в среднем 2–4 км, а местами – 10–12 км. Расчлененность плоскогорья заметно увеличивается по направлению к долине р. Тимптона, где рельеф приобретает характер низкогорья.

В рельефе Алданского плоскогорья выделяются горные массивы – Эльконский горст; Западные Янги, Эвотинские гольцы, возвышающиеся над плоскогорьем на 300–600 м.

## **1.2 Климатическая характеристика района**

Климат. Территория Южной Якутии с юга и востока отгорожена горными системами от влияния тихоокеанских муссонов и открыта для проникновения воздушных масс с севера. Климат резко континентальный, но выражен он слабее, чем на западе. Среднегодовая температура воздуха составляет 6.2- 7.6°C. Средняя температура января в г. Алдане равна - 27.8°C, в г. Нерюнгри -36.6°C. Средняя температура июля соответственно составляет 16.8 °C и 15.9°C. В течение всего лета возможны отрицательные температуры ночью, тогда как днем температура воздуха может превышать в июле - августе 30-35 °C. Среднегодовые осадки составляют 300-600 мм с максимумом на лето.

Заморозки возможны во все летние месяцы. Продолжительность безморозного периода составляет всего 48 дней. Низкие отрицательные температуры в течение продолжительной зимы способствуют сохранению мерзлых толщ. Несмотря на среднегодовую температуру воздуха -9.4°, многолетняя мерзлота не имеет сплошного распространения.

Таблица 1 – Основные климатические показатели района ПС Хани

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 40 до 60
Степень загрязнения атмосферы	I
Среднегодовая температура воздуха, °С	- 7,8
Минимальная температура воздуха, °С	- 54
Максимальная температура воздуха, °С	+ 35
При гололедно-изморозевых отложениях, °С	- 10
температура воздуха при ветре, °С	- 10

### 1.3 Краткая характеристика ОЭС Востока

Объединенная энергетическая система Востока располагается на территории Дальневосточного Федерального округа и четырех субъектов Российской Федерации: Амурской области, Приморского и Хабаровского краев, Еврейской автономной области, а также южной части республики Саха (Якутии).

В ее состав входят три региональные энергетические системы: Амурская, Приморская, Хабаровская и Южно-Якутская. При этом Хабаровская энергосистема объединяет Хабаровский край и Еврейскую автономную область. Объединенную энергосистему Востока образуют 19 электростанций мощностью 5 МВт и выше, электрические подстанции класса напряжения 110–500 кВ общей мощностью 32,5 млн кВА и линии электропередачи 110–500 кВ общей протяженностью 25 190,2 км. Суммарная установленная мощность ОЭС Востока по данным

на 01.01.2020 составляет 11068,95 МВт. Из них ТЭС – 6451,45 МВт (58,28 %), ГЭС – 4617,50 (41,72 %).

По территориально-технологическим причинам энергосистемы шести субъектов Российской Федерации, находящихся в регионе, работают изолированно от ЕЭС России. В их числе: республика Саха (Якутия), Камчатский край, Сахалинская область, Магаданская область, Чукотский автономный округ и Николаевский район Хабаровского края. ОЭС Востока связана с ОЭС Сибири тремя высоковольтными линиями электропередачи 220 кВ и граничит с энергосистемой Китая. В структуре генерирующих мощностей преобладают тепловые электростанции (более 70% от установленной мощности), имеющие ограниченный диапазон регулирования. Основные генерирующие источники размещены в северо-западной части, а основные районы потребления — на юговостоке ОЭС, что обуславливает большую протяженность линий электропередачи. Еще одной особенностью ОЭС Востока является одна из самых высоких в ЕЭС России доля коммунально-бытовой нагрузки в электропотреблении (почти 21%).

В структуре генерирующих мощностей объединенной энергетической системы Востока преобладают тепловые электростанции. В этой системе большая часть генерирующих мощностей значительно удалена от районов, на которые приходится основные объемы электропотребления. При этом переток мощности значительно ограничен из-за недостаточной пропускной способности межсистемных линий электропередачи по таким направлениям, как:

- Зейская ГЭС – западная часть объединенной энергетической системы Востока,
- хабаровская энергосистема - приморская энергосистема,
- Приморская ГРЭС - юг Приморья.

#### **1.4 Краткая характеристика ОЭС Сибири**

Площадь территории объединенной энергосистемы (ОЭС) Сибири составляет 5114,8 тыс. кв. км, в городах и населенных пунктах проживает 20,1 млн чел.

Электроэнергетический комплекс объединения образуют 102 тепловые и гидравлические электростанции суммарной установленной мощностью 52104,76 МВ (по данным на 01.01.2020 год). В том числе 98 станций мощностью 5 МВт и выше с суммарной установленной мощностью 52104,76 МВт. Из них на долю гидростанций приходится 25301,6 МВт (48,56 %), на долю тепловых электростанций — 26577,96,9 МВт (51,01 %). Основная электрическая сеть ОЭС Сибири сформирована на базе линий электропередачи в габаритах класса напряжения 110, 220, 500 и 1150 кВ. Общая протяженность линий электропередачи составляет 94523 км (по состоянию на 01.01.2015 года).

Среди особенностей географического положения ОЭС Сибири можно отметить, что она граничит с энергосистемами Урала, Востока, Казахстана, Монголии и Китая. ОЭС Сибири территориально является разветвленной транзитной системой, обеспечивающей перетоки мощности и энергии с востока на запад через Казахстан и Монголию. При этом ОЭС Сибири является одним из самых крупных энергообъединений ЕЭС России. Почти 50 % в структуре генерирующей мощности ОЭС Сибири составляют гидроэлектростанции (ГЭС). Запасы водохранилищ многолетнего регулирования составляют порядка 30 млрд кВт-ч с учетом длительного маловодья. Сибирские гидростанции производят до 10 % общей выработки всех электростанций ЕЭС России.

На границе раздела Восточной и Сибирской ОЭС была введена в эксплуатацию вставка постоянного тока (ВПТ) на базе инновационного оборудования СТАТКОМ (статический компенсатор реактивной мощности). В качестве площадки данного комплекса используется ПС Могоча 220 кВ. Данный комплекс позволяет обеспечивать реверсивные перетоки электроэнергии между Сибирью и Дальним Востоком в объеме 200 МВт, увеличивает надежность электроснабжения тяговых подстанций Транссибирской магистрали.

В целом можно отметить, согласно отчета функционирования ЕЭС России за 2019 год, ежегодно отмечается рост прогнозируемой и фактической нагрузки на энергосистему, ОЭС Сибири является в основной своей части транзитной ОЭС, так же работу системы осложняют колебания стока рек

Ангаро-Енисейского бассейна. При учете того, что выработка ГЭС зависит от водности рек, нормальный режим работы ОЭС Сибири в составе ЕЭС России достигают за счет перетоков мощностей транзитами через Урал к Центру. Благодаря транзитам обеспечивается компенсация годовой неравномерности энергоотдачи гидроэлектростанций, используя резервы Единой энергосистемы.

## 2 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА

Цель данного пункта – показать современное состояние электроэнергетической системы района.

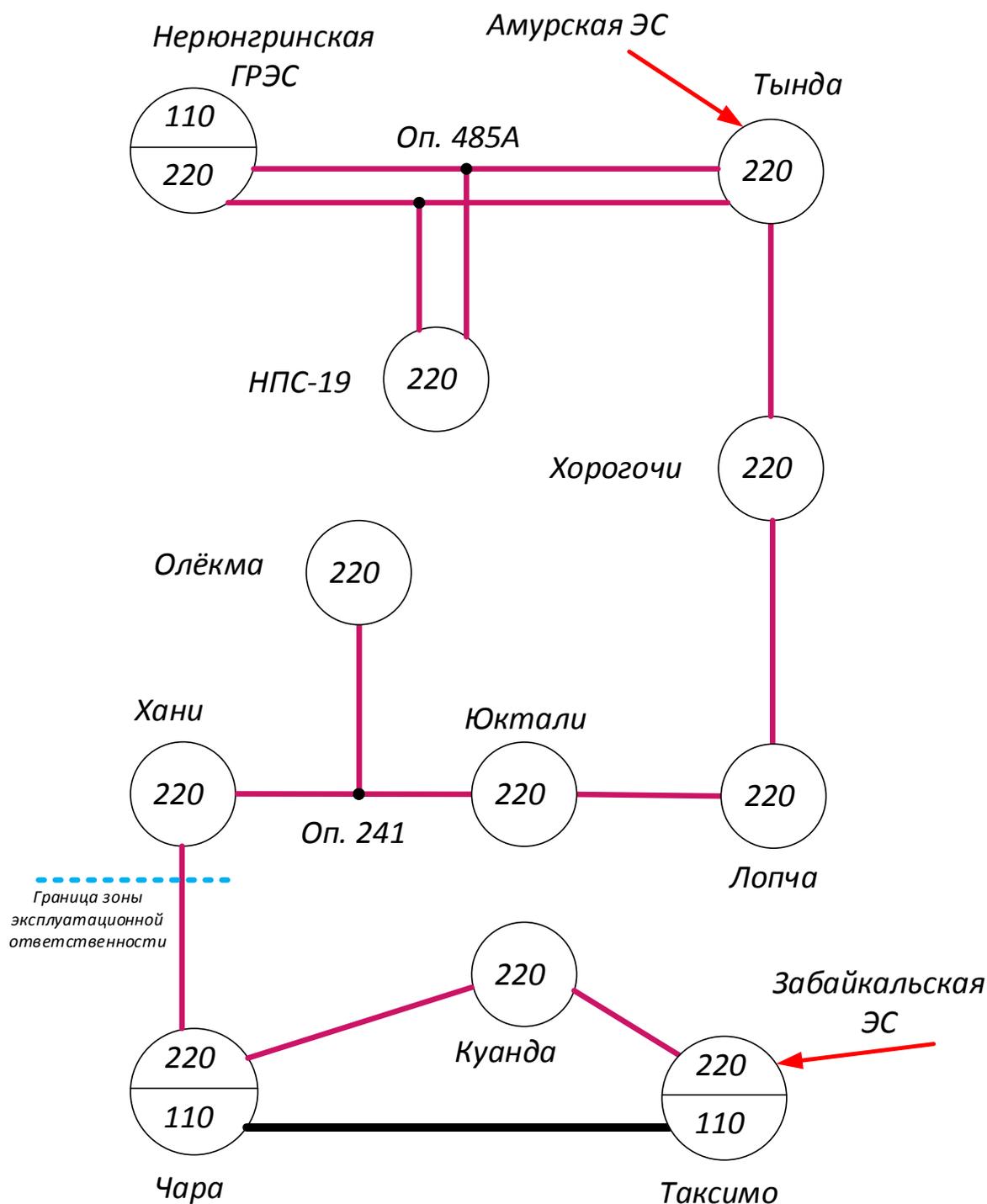


Рисунок 1 – Граф рассматриваемого эквивалента сети

## 2.1 Структурный анализ электроэнергетической системы района

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

- характеристику источников питания;
- структурный анализ ЛЭП;
- структурный анализ ПС.

### 2.1.1 Характеристика источников питания

Нерюнгринская ГРЭС является тепловой паротурбинной электростанцией с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 570 МВт, установленная тепловая мощность — 820 Гкал/час. В качестве топлива используется каменный уголь. Основное оборудование станции это три энергоблока, каждый мощностью 190 МВт. Установлены генераторы марки ТВГ-200-2МУЗ, котлоагрегаты ТПЕ-214 и паровые турбины следующих марок – Т-180/210-130-1 (2 агрегата), К-210-130-3 (1 агрегат).

На данной ГРЭС смонтированы открытые распределительные устройства (ОРУ) напряжением 110 и 220 кВ, передающие электроэнергию по следующим линиям электропередачи:

- ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС — ПС Тында с отпайкой на ПС НПС-19, 2 цепи;
- ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС — ПС НПС-18, 2 цепи;
- ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС — ПС В.Котельная;
- ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС — ПС СХК, 2 цепи;
- ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС — Чутьманская ТЭЦ, 2 цепи;
- ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС — ПС ОФ, 2 цепи.

Связь распределительных устройств осуществляется через группу автотрансформаторов типа АДЦТН-125000/220/110/35.

РУ ВН Нерюнгринская ГРЭС:

U<sub>ном</sub>: 220 кВ

Схема РУ: Две рабочие обходная система шин (№ 13 Н).

Количество ячеек: 4 линейные, 3 трансформаторные.

Автотрансформаторы напряжения: установлены по 1 на шину. Третий трансформатор установлен в работу к первой секции шин.

Выключатели: установлен один выключатель на одно присоединение и один на генератор.

Таблица 2 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U <sub>к</sub> , %			ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	ΔQ <sub>х</sub> , кВАр	I <sub>х</sub> , %
		В-С	В-Н	С-Н				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
АТДЦТН-125000/220/110/35	2	11	45	28	305	65	625	0,5
ТДЦ-180000/220	1	11	-	-	580	200	900	0,45

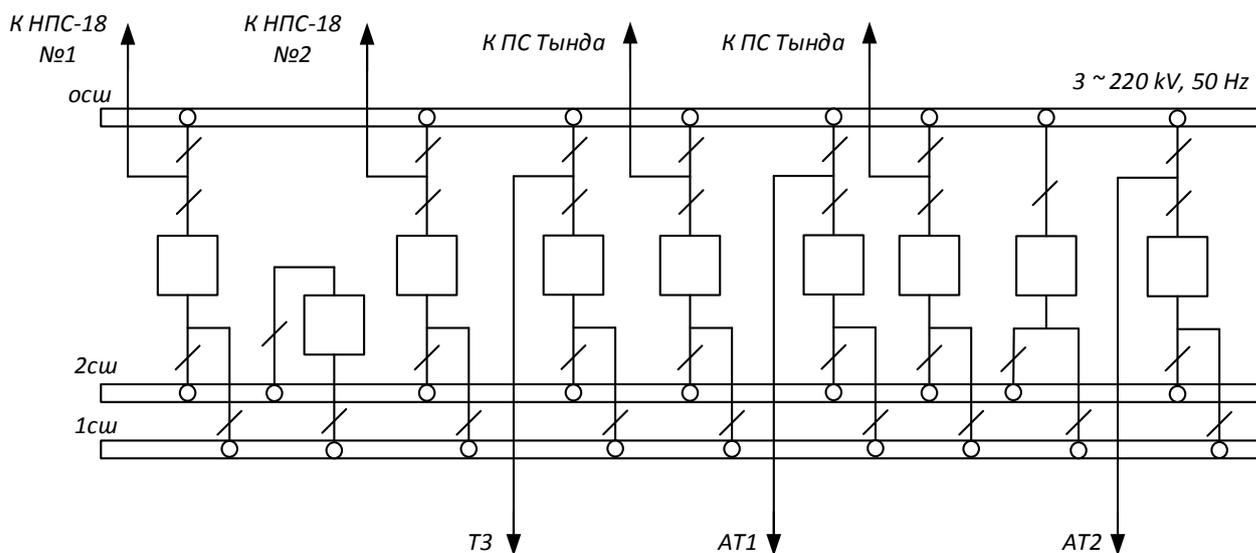


Рисунок 2 – Схема ОРУ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС

Таблица 3 – Генераторы

Марка	Количество	P <sub>НОМ</sub> , МВт	U <sub>НОМ</sub> , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
1	2	3	4	5
ТГВ-200-2МУ-3	1	210	15,75	3000

РУ СН Нерюнгринская ГРЭС:  $U_{НОМ}$ : 110 кВ

Схема РУ: Две рабочие обходная система шин (№ 13 Н).

Количество ячеек: 7 линейных, 5 трансформаторные: 4 на присоединение трансформаторов, 1 на трансформатор собственных нужд.

Выключатели: установлены по 1 на каждую отходящую линию, по 1 на каждый трансформатор и по 1 на каждый генератор.

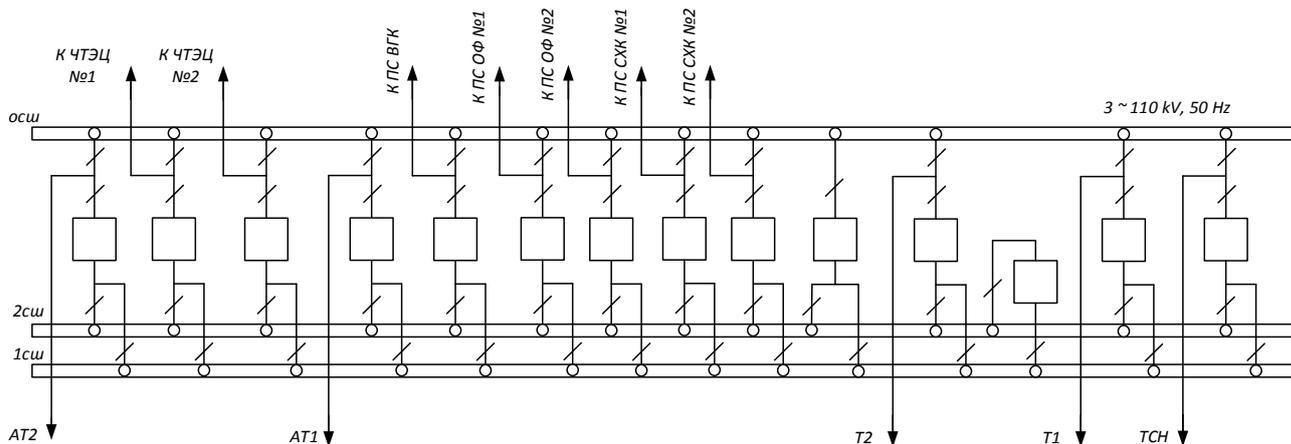


Рисунок 3 – Схема ОРУ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС

Таблица 4 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	$U_k, \%$			$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$\Delta Q_x,$ кВАр	$I_x, \%$
		В-С	В-Н	С-Н				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТДЦ-250000/220	2	11	-	-	650	240	1125	0,45

Таблица 5 – Генераторы

Марка	Количество	$P_{НОМ},$ МВт	$U_{НОМ},$ кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
1	2	3	4	5
ТГВ-200-2МУ-3	2	200	15,75	3000

## Зейская ГЭС:

Одна из крупнейших в России и 2-я по мощности на Дальнем Востоке Зейская ГЭС, филиал ОАО «РусГидро», расположена в Амурской области на реке Зея, в 560 км от города Благовещенск. Аналогов плотины на территории России больше нет. Годы строительства 1964-1985. ГЭС что она единственная в России высотная массивно-контрфорсная плотина; установлены редкие диагональные турбины; водохранилище Зейской ГЭС является одним из крупнейших в России

В Дальневосточной энергосистеме Зейская ГЭС осуществляет выдачу мощности и выработку электроэнергии; регулирование частоты; прием суточных и недельных неравномерностей нагрузки по энергосистеме; аварийного резерва, как кратковременного по мощности, так и длительного по энергии; значительное снижение негативных последствий от прохождения паводков в долине реки Зея; обеспечение судоходства ниже створа ГЭС. Установленная мощность электростанции — 1330 МВт, проектная среднегодовая выработка — 4,91 млрд кВт\*ч. В секциях плотины с № 22 по № 27, расположены 6 напорных водоводов для пропуска энергетических расходов, диаметром 7,8 м каждый. Пороги водоприёмников первых четырёх агрегатов находятся на отметке 257,0 м. Пороги водоприёмников 5 и 6 агрегатов, на отметке 275,0 м.

Главная электрическая схема ГЭС построена следующим образом: два гидротурбинного генератора (№1 и №2) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/220 и ТНЕРЕ-265000/242 и выдают мощность на напряжении 220 кВ, и четыре гидротурбинного генератора (г№3 - г№6) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/500 и ТНЕРЕ-265000/525 для выдачи мощности на напряжении 500 кВ. Последние попарно объединены в укрупненные блоки (3ГТ-4ГТ и 5ГТ-6ГТ).

На данной ГЭС смонтированы открытые распределительные устройства (ОРУ) напряжением 500 и 220 кВ, передающие электроэнергию по следующим линиям электропередачи:

- ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС — ПС Амурская, 2 цепи;
- ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС — ПС Светлая, 2 цепи с отп на ПС Энергия;

- ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС — ПС Магдагачи;
- ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС — ПС Призейская;
- ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС — ПС Электрокотельная;

Связь распределительных устройств осуществляется через автотрансформатор типа АОДЦТН-167000/500/220-75-У1.

РУ ВН Зейская ГЭС:

U<sub>НОМ</sub>: 500 кВ

Схема РУ: Полупторная (№ 17).

Количество ячеек: 2 линейные, 6 трансформаторные.

Двухобмоточные трансформаторы напряжения: установлены попарно на одно присоединение. Один автотрансформатор установлен в работу для связи РУ 500 кВ и 220 кВ.

Выключатели: установлены по полупторной схеме и по 1 на каждый генератор.

Таблица 6 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U <sub>к</sub> , %			ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	ΔQ <sub>х</sub> , кВАр	I <sub>х</sub> , %
		В-С	В-Н	С-Н				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
АОДЦТН-167000/500/220	3	11	35	21,5	325	125	1503	0,4
ТЦ-250000/500	2	13	-	-	600	250	1125	0,45
ТНЕРЕ-265000/525	2	13	-	-	785	315	1125	0,45
ТЦ-250000/220	2	11	-	-	650	240	1125	0,45
ТНЕРЕ-265000/242	2	11	-	-	880	330	1125	0,45

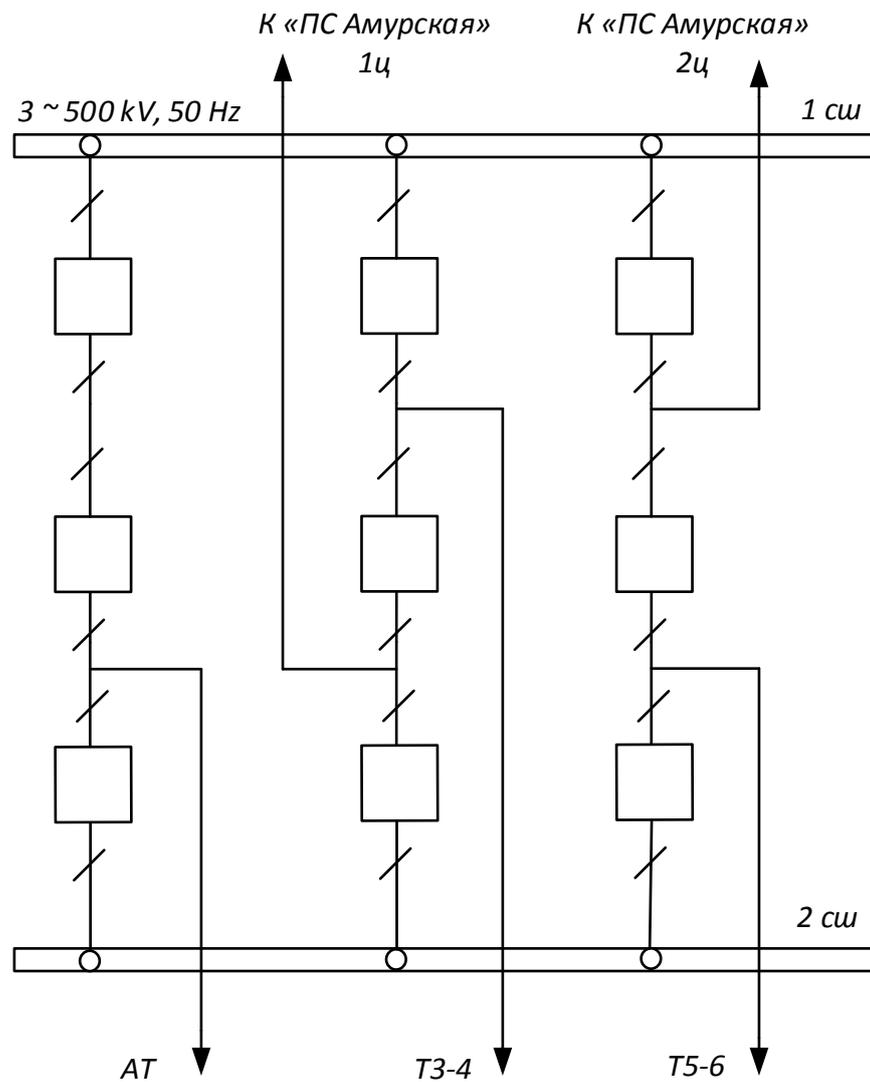


Рисунок 4 – Схема ОРУ 500 кВ Зейская ГЭС

Таблица 7 – Генераторы

Марка	Количество	$P_{НОМ}$ , МВт	$U_{НОМ}$ , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
1	2	3	4	5
СВ-1130/220-44ХЛ4	4	140	13,8	125

РУ СН Зейская ГЭС:  $U_{НОМ}$ : 220 кВ

Схема РУ: Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин (№ 12).

Количество ячеек: 5 линейных, 5 трансформаторные.

Выключатели: установлены по 1 на каждую отходящую линию, по 1 на каждый трансформатор и по 1 на каждый генератор.

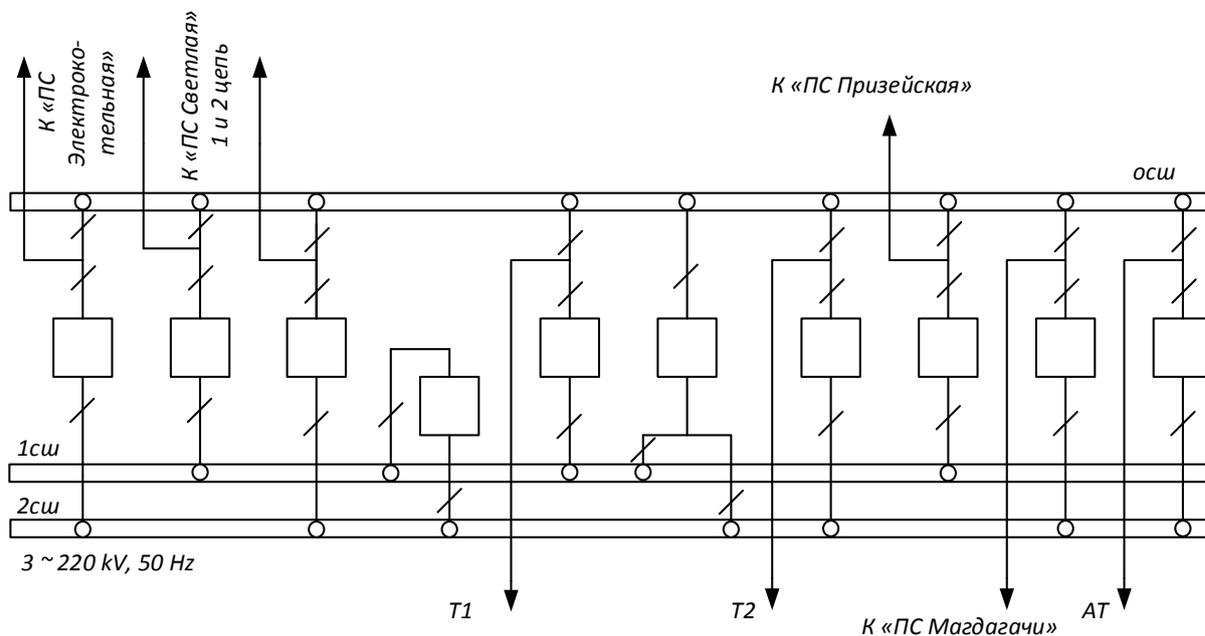


Рисунок 5 – Схема ОРУ 220 кВ Зейская ГЭС

Таблица 8 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U <sub>к</sub> , %			ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	ΔQ <sub>х</sub> , кВАр	I <sub>х</sub> , %
		В-С	В-Н	С-Н				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТЦ-250000/220	2	11	-	-	650	240	1125	0,45

Таблица 9 – Генераторы

Марка	Количество	P <sub>ном</sub> , МВт	U <sub>ном</sub> , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
1	2	3	4	5
СВ-1130/220-44ХЛ4	2	140	13,8	125

## 2.1.2 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 10 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	U <sub>НОМ</sub> , кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
1	2	3	4	5
НГРЭС – отп НПС-19	220	2хАС-300	4	ВЛ
отп НПС-19 – ПС Тында		2хАС-300	184	ВЛ
Отп НПС-19 – НПС-19		2хАС-300	8	ВЛ
ПС Тында – ПС Хорогочи		АС-300	74,6	ВЛ
ПС Хорогочи – ПС Лопча		АС-300	84,7	ВЛ
ПС Лопча – ПС Юктали		АС-300	141,1	ВЛ
ПС Юктали – отп. ПС Олёкма		АС-300	85,7	ВЛ
отп. ПС Олёкма – ПС Олёкма		АС-300	0,4	ВЛ
отп. ПС Олёкма – ПС Хани		АС-300	48,9	ВЛ
ПС Хани – ПС Чара		АСО-300	125,9	ВЛ
ПС Чара – ПС Куанда		АСП-300	149,1	ВЛ
ПС Куанда – ПС Таксимо		АС-300	89,07	ВЛ
ПС Таксимо – ПС Чара		110	АСО-300	238,4

Линии электропередачи, выполненные разными сечениями, в рассматриваемом районе отсутствуют. Рассмотрим распределение линий электропередач по классам номинального напряжения.

Таблица 11 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

U <sub>НОМ</sub> , кВ	Суммарная протяженность, км
1	2
220	1059,47
110	238,4

Таблица 12 – Интервальная оценка сечений

U <sub>НОМ</sub> , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
1	2	3
110	АСО-300	238,4
220	АСП-300	149,1
	АСО-300	125,9
	АС-300	784,47

### 2.1.3 Структурный анализ ПС

В данном пункте выделим ПС по способу присоединения к сети, по схемам РУ, выделим количество и марки установленных на них трансформаторов.

Таблица 13 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Способ присоединения к сети
1	2
Тында	Узловая
Хорогочи	Проходная
Лопча	Проходная
Юктали	Проходная
Олёкма	Отпаечная (от ВЛ ПС Юктали – ПС Хани)
НПС-19	Отпаечная (от ВЛ ПС НГРЭС – ПС Тында, 2 цепи)
Хани	Проходная

1	2
Чара	Проходная
Куанда	Проходная
Таксимо	Узловая

Таблица 14 – ПС по схемам РУ

Наименование ПС	Схема РУ ВН
1	2
Тында	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
Хорогочи	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5 АН)
Лопча	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5 АН)
Юктали	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5 АН)
Олёкма	Блок (линия-трансформатор) с выключателем (3Н)
Хани	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5 АН)
Чара	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5 АН)
Куанда	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий (5 Н)

Отдельно проанализируем подстанции, для которых рассматриваются распределительные устройства двух классов номинального напряжения.

ПС Таксимо:

РУ 220 кВ: Блок линия-трансформатор с выключателем (ЗН)

РУ 110 кВ: Одна секция шин с выключателями со стороны линий.

Таблица 15 – Количество и марки установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
1	2
Тында	2 х АДЦТН 63000 кВА 220/110/35 кВ 2 х ТДТН-40000 кВА 110/35/10 кВ
Хорогочи	2 х ТДТН 25000 кВА - 220/35/10 кВ
Лопча	2 х ТДТН 25000 кВА - 220/35/10 кВ
Юктали	2 х ТДТН 25000 кВА - 220/35/10 кВ
Олёкма	ТДТН 25000 кВА - 220/35/10 кВ
Хани	2 х ТДТН 25000 кВА - 220/35/10 кВ
Чара	2 х АДЦТН 63000 кВА 220/110/35 кВ 2 х ТРДНС 25000 кВА 35/10 кВ
Куанда	2 х ТДТН 25000 кВА - 220/35/10 кВ
Таксимо	АДЦТН 63000 кВА 220/110/35 кВ

Рассматриваемый участок электрической сети имеет сложную структуру в настоящий момент ВЛ ПС Хани – ПС Чара находится в отключённом состоянии поскольку ОЭС Востока и ОЭС Сибири работают несинхронно. В рассматриваемой сети имеются как сильные, так и слабые связи. Слабыми связями обладают проходные и отпаечные подстанции 220 кВ, поскольку связность этих подстанций ограничивается связью в основном с двумя другими элементами сети.

Сильными связями обладают узловые подстанции Тында и Таксимо, они имеют достаточное количество связанных элементов сети.

Всего в рассматриваемом районе 11 подстанций, из них большинство являются двухтрансформаторными, по виду присоединения к сети проходными.

Практически все ЛЭП являются одноцепными. Преобладают линии номинального напряжения 220 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением АС-300.

## **2.2 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети**

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости оптимизации режима.

Для расчёта режимов использовался ПВК «RastrWin». В качестве исходных данных использовались:

- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Амурского РДУ 06.09.2019 г.
- Нормальная схема электрических соединений зимнего режима распределительных сетей 35 -220 кВ филиала АО «ДРСК» «Амурские ЭС» на 2019 г.
- Схема и программа развития электроэнергетики Забайкальского края на период 2015-2019 г.

Согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118.-2003 расчёт режимов следует осуществлять [2]:

- Расчет нормальной схемы сети предполагает включение в работу всех ВЛ и трансформаторов. При проведении расчетов рекомендуется руководствоваться следующим:

- сети 110 кВ и выше - замкнутыми;
- точки размыкания сетей 110-220 кВ должны быть обоснованы.

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок. Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

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

где  $P^{баз}$  – базовая средняя мощность;

$\varepsilon$  – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2012-2018 гг.;

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

Определим прогнозируемые мощности для ПС Хани:

$$P^{прог} = 50 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 58,33 \text{ МВт};$$

$$Q^{прог} = 8,6 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 10,03 \text{ МВар};$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети. Расчет произведен в программе Microsoft Office Excel 2016. Результаты расчета представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Прогнозируемые мощности ПС

Наименование ПС	$P_n$ , МВт	$Q_n$ , МВар
1	2	3
НГРЭС	70,9; 65,6; 1	45,2; 37,4
НПС-19	5	1,2
Тында	76,8; 33,1; 4	49,4; 10,9; 0,6
Хорогочи	1,6; 1	0,3
Лопча	0,5	7,6
Юктали	1,5; 1,8	5,4; 0,4
Олёкма	1	0,3
Хани	58,33	39,4
Чара	3,6; 0,8	0,7; 0,4
Куанда	1,4; 1	4,4; 0,3

В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы.

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;
- выбор схем и параметров сети;
- проверка соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения;
- проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;
- разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

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

Расчёты режимов предпочтительно проводить в специализированном ПК RastrWin 3.

#### 2.2.1 Моделирование существующего участка электрической сети

Моделирование участка действующей электрической сети производится в ПК RastrWin 3. В нём линии электропередач вводятся параметрами, описываемыми П – образную схему замещения. Трансформаторы, а также автотрансформаторы задаются параметрами, соответствующими Г-образной схеме замещения, так же имеется возможность задания устройств регулирования напряжения (РПН, ПБВ, ВДТ). Все характеристические параметры элементов задаются вручную.

Расчет параметров линий и трансформатор произведён в программе Microsoft Office Excel 2016 согласно формулам:

Активное сопротивление линии:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \text{ Ом} \quad (2)$$

где  $r_0$  – погонное активное сопротивление, Ом/км

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}, \text{ Ом} \quad (3)$$

где  $x_0$  – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Реактивная мощность генерируемая ЛЭП моделируется реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \text{ мкСм} \quad (4)$$

где  $b_0$  – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Коэффициенты трансформации силовых трансформаторов и автотрансформаторов находим по формулам:

$$K_{ТН} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} \quad (5)$$

$$K_{ТС} = \frac{U_{СН}}{U_{ВН}} \quad (6)$$

$$K_{ТВ} = \frac{U_{ВН}}{U_{ВН}} = 1 \quad (7)$$

где  $K_{ТН}, K_{ТС}, K_{ТВ}$  – соответственно коэффициенты трансформации для низкой, средней и высокой сторон соответственно;

$U_{НН}, U_{СН}, U_{ВН}$  – соответственно напряжения на низкой, средней и высокой

сторонах трехобмоточного трансформатора.

Остальные необходимые данные о трансформаторах были взяты из справочных материалов параметров трансформаторов.

Данные для расчета режима запишу в удобном виде с помощью таблиц

Генераторы задаются параметрами вырабатываемой активной мощностью, заданным модулем напряжения, пределами выработки и потребления реактивной мощности.

Балансирующий узел задается заданным модулем напряжения.

Таблица 17 –Параметры ветвей рассматриваемого района

Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСим
1	2	3	4
НГРЭС – отп НПС-19	0,39	1,72	-10,6
	0,39	1,72	-10,6
отп НПС-19 – ПС Тында	16,13	70,61	-486
	16,48	72,16	-486
Отп НПС-19 – НПС-19	96,8	3,48	-21,1
	98,01	3,52	-21,1
ПС Тында – ПС Хорогочи	7,31	32	-197
ПС Хорогочи – ПС Лопча	8,3	36,34	-124
ПС Лопча – ПС Юктали	13,83	60,53	-272
ПС Юктали – отп. ПС Олёкма	8,4	36,77	-226
отп. ПС Олёкма – ПС Олёкма	4,79	20,98	-2,6
отп. ПС Олёкма – ПС Хани	4,79	20,98	-229
ПС Хани – ПС Чара	0,1	104	5,9
ПС Чара – ПС Куанда	13,87	63,96	-94

1	2	3	4
ПС Куанда – ПС Таксимо	8,73	38,21	-137
ПС Таксимо – ПС Чара (110 кВ)	23,36	102,27	-329

### 2.2.2 Анализ режимов существующей сети.

Рассмотрим нормальный режим данной сети, когда все элементы сети включены и находятся в работе, в том числе линия 220 кВ ПС Хани – ПС Чара на границе зоны эксплуатационной ответственности Амурского и Забайкальского предприятий МЭС.

В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах  $\pm 10\%$ . Отклонения по напряжению в узлах сети более 5 % представлены ниже в таблице 18.

Таблица 18 – Отклонение напряжения в узлах сети

Название	U_ном, кВ	V, кВ	dV, %
1	2	3	4
ПС Юктали	220	236,18	7,35
ОПЗ	220	239,52	8,87
ПС Олёкма	220	239,52	8,87
ПС Хани	220	240,28	9,22
ПС Чара ВН 220 кВ	220	241,26	9,66
ПС Чара СН 110 кВ	110	120,47	9,52
нн чара 35 кВ	35	38,23	9,24
ПС Куанда	220	240,27	9,22
ПС Таксимо ВН 220 кВ	220	239,57	8,90
ПС Таксимо СН 110 кВ	110	118,11	7,37
СН 35 кВ Юктали	35	37,00	5,70

Пордложение таблицы 18

1	2	3	4
НН 10 кВ Чара	10	10,92	9,20
СН 35 кВ Хани	35	37,69	7,69
НН 10 кВ Хани	10	10,60	5,98
СН 35 кВ Куанда	35	37,76	7,89
НН 10 кВ Куанда	10	10,68	6,84
НН 35 кВ Таксимо	35	37,49	7,11

Токовая нагрузка ЛЭП наиболее загруженных и недогруженных линий, представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	$I_{\max}$ , А	$I_{\text{доп}}$ , А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$ , %
1	2	3	4
НГРЭС ВН 220 кВ - ОП1	626,32	690	90,77
НГРЭС ВН 220 кВ - ОП2	613,43	690	88,90
ОП1 - ПС НПС-19	6,85	690	0,99
ОП2 - ПС НПС-19	6,76	690	0,98
ОП1 - ПС Тында	619,49	690	89,78
ОП2 - ПС Тында	606,60	690	87,91
ПС Тында - ПС Хорогочи	121,56	690	17,62
ПС Хорогочи - ПС Лопча	98,70	690	14,30
ПС Лопча - ПС Юктали	101,94	690	14,77
ПС Юктали - ОП3	79,97	690	11,59
ОП3 - ПС Олёкма	0,37	690	0,05
ОП3 - ПС Хани	51,99	690	7,53
ПС Хани - ПС Чара 220 кВ	34,12	690	4,95
ПС Чара 220 кВ - ПС Куанда	16,16	690	2,34

1	2	3	4
ПС Куанда - ПС Таксимо 220 кВ	19,65	690	2,85
ПС Таксимо 110 кВ - ПС Чара 110 кВ	24,03	690	3,48

Исходя из результатов, представленных в таблице, можно сделать вывод что большая часть ВЛ недогружены. Две цепи ВЛ от Нерюнгринской ГРЭС к ПС Тында загружены на 90 %, следовательно данные ВЛ имеют недостаточный резерв для нагрузки.

По мнению международных экспертов в области энергетики относительные потери электроэнергии при ее передаче в электрических сетях не должны превышать 4%. Потери электроэнергии на уровне 10 % можно считать максимально допустимыми.

В нормальном режиме потери активной мощности в сети составили 41,17 МВт, что составляет 10,9 % от суммарной мощности нагрузки в рассматриваемом районе.

Схема потокораспределения нормального режима сети показана на рисунке 6.

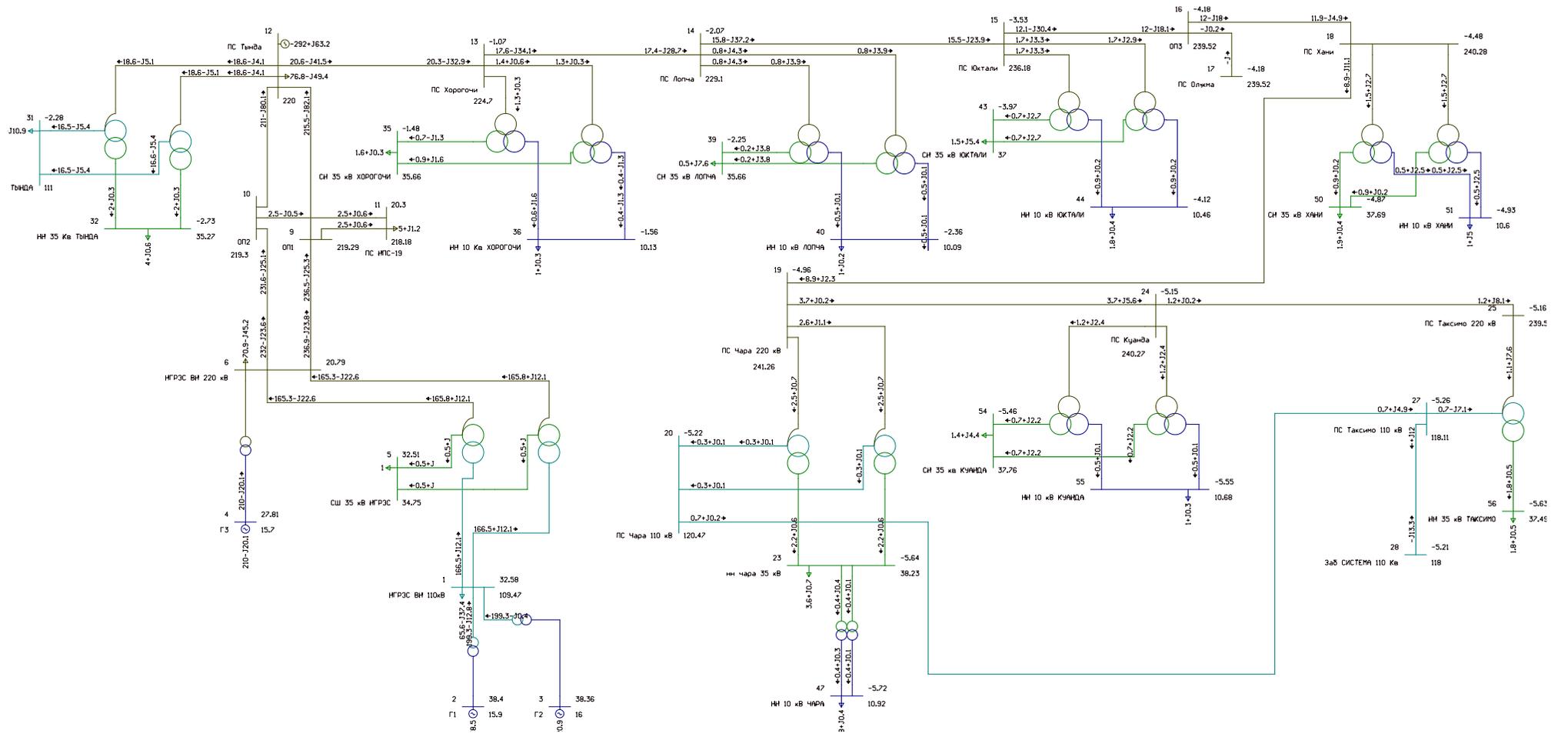


Рисунок 6 – Схема нормального режима

Для проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов. Исходными условиями в послеаварийных режимах следует считать:

- для сети региональной энергосистемы или участка сети - отключение одного наиболее нагруженного элемента энергосистемы (энергоблок, автотрансформатор связи шин на электростанции или элемент сети) в период максимальных нагрузок.

Рассмотрен следующий вариант послеаварийного режима:

- отключена ВЛ 220 кВ ПС Тында – ПС Хорогочи;

Проанализировав этот режим видно, что напряжения нескольких подстанций вышли за допустимые пределы в 10 %. Токи ВЛ находятся в допустимых пределах. Представим узлы, в которых отклонение от номинального значения превышает 5%, в таблице 20.

Таблица 20 – Отклонения напряжения в узлах сети

Название	U_ном, кВ	V, кВ	dV, %
1	2	3	4
ПС Хорогочи	220	247,70	12,59
ПС Лопча	220	247,42	12,47
ПС Юктали	220	246,22	11,92
ПС Олёкма	220	244,35	11,07
ПС Хани	220	242,10	10,05
ПС Чара 220 кВ	220	234,31	6,51
ПС Чара 110 кВ	110	116,50	5,91
нн чара 35 кВ	35	36,96	5,61
СН 35 кВ Хорогочи	35	39,32	12,34
НН 10 Кв Хорогочи	10	11,17	11,74
СН 35 кВ Лопча	35	38,63	10,38
НН 10 кВ Лопча	10	10,93	9,31

## Продолжение таблицы 20

1	2	3	4
СН 35 кВ Юктали	35	38,62	10,33
НН 10 кВ Юктали	10	10,92	9,23
НН 10 кВ Чара	10	10,56	5,58
СН 35 кВ Хани	35	37,99	8,53
НН 10 кВ Хани	10	10,68	6,81

Уровень загрузки оставшихся в работе ЛЭП увеличился, но большинство ЛЭП по-прежнему остались недогруженными менее 35%. Представим загрузку линий в таблице 21.

Таблица 21 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max, А	Iдоп, А	I/I_dop, %
1	2	3	4
НГРЭС ВН 220 кВ - ОП1	626,32	690	90,77
НГРЭС ВН 220 кВ - ОП2	613,43	690	88,90
ОП1 - ПС НПС-19	6,85	690	0,99
ОП2 - ПС НПС-19	6,76	690	0,98
ОП1 - ПС Тында	619,49	690	89,78
ОП2 - ПС Тында	606,60	690	87,91
ПС Хорогочи - ПС Лопча	15,92	690	2,31
ПС Лопча - ПС Юктали	34,67	690	5,03
ПС Юктали - ОП3	52,87	690	7,66
ОП3 - ПС Олёкма	0,37	690	0,05
ОП3 - ПС Хани	84,11	690	12,19
ПС Хани - ПС Чара 220 кВ	102,43	690	14,84
ПС Чара 220 кВ - ПС Куанда	100,01	690	14,49
ПС Куанда - ПС Таксимо 220 кВ	105,85	690	15,34

1	2	3	4
ПС Таксимо - ПС Чара 110 кВ	47,06	690	6,82

Исходя из результатов расчета послеаварийных режимов можно сделать вывод о том, что для их оптимизации можно у двух трансформаторных подстанций с низкой нагрузкой оставить в работе один из трансформаторов, данное мероприятие позволит добиться оптимального коэффициента загрузки трансформатора, что в свою очередь позволит сократить потери холостого хода недогруженных трансформаторов. На подстанциях Хорогоча и Юктали установить шунтирующие реакторы на стороне ВН 220 кВ. Эти устройства позволяют ограничивать перенапряжения при коммутациях ВЛ с одной стороны и компенсировать зарядные мощности ВЛ. ШР широко применяются в сетях ЕЭС России. Шунтирующие реакторы коммутируются выключателями или разъединителями, которые имеют невысокий эксплуатационный ресурс, что не позволяет проводить частые переключения и вести оптимальный режим работы ЭЭС по основным критериям. Ярким примером стала ВЛ 1150 кВ «Экибастуз-Кокчетав-Кустанай», пропускная способность которой составила 40% от её натуральной мощности из-за применения ШР для компенсации реактивной мощности.

Данные по потерям сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
1	2
Нормальный режим	41,17
Отключена ВЛ 220 кВ ПС Тында – ПС Хорогочи	40,06

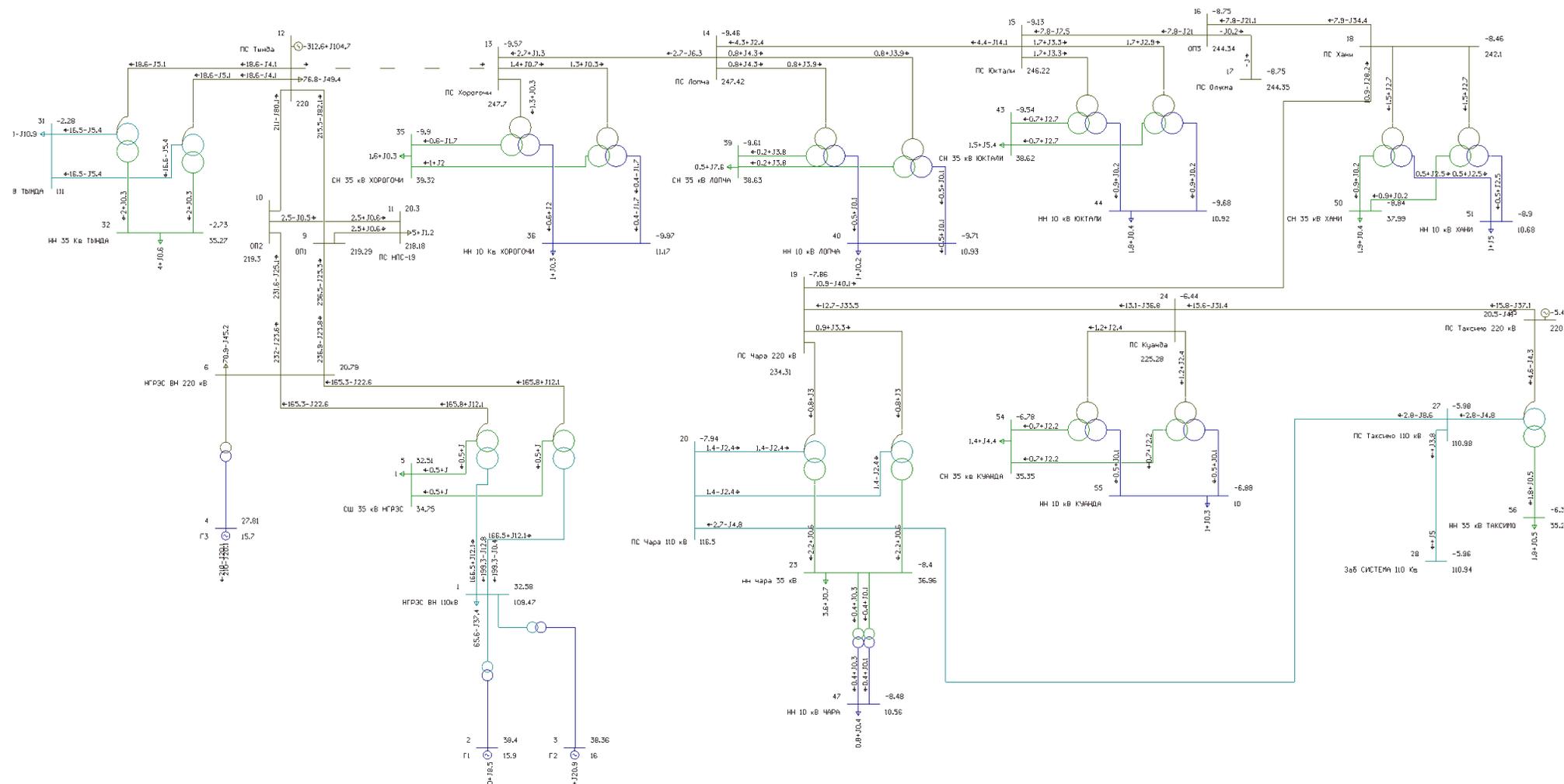


Рисунок 7 – Схема послеаварийного режима отключена ВЛ 220 кВ ПС Тында – ПС Хоргочи

### 3. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВАРИАНТА МЕЖСИСТЕМНОЙ СВЯЗИ ОЭС ВОСТОКА И СИБИРИ

#### **3.1 Описание вариантов организации вставок постоянного тока**

Вставка постоянного тока (ВПТ) – это подстанция, в которой устройства для преобразования постоянного тока в переменный (инверторы) и устройства для преобразования переменного тока в постоянный (выпрямители) находятся в одном месте. ВПТ предназначена для преобразования переменного тока в постоянный и последующего преобразования постоянного тока в переменный исходной или иной частоты. ВПТ используются для: соединения магистральных линий различной частоты или двух электрических сетей той же самой номинальной частоты, но разных нефиксированных фазовых сдвигов. В Российской Федерации имеется, самая крупная в мире по передаваемой мощности – 1400 МВт, вставка постоянного тока, находящаяся на подстанции Выборгская в Ленинградской области. Она построена для передачи электрической энергии в Финляндию. На энергообъекте установлены четыре блока комплектных выпрямительно-преобразовательных устройств (КВПУ) по 350 МВт. В отличие от большинства других ВПТ, устройство в Выборге может передавать электроэнергию только в одну сторону – от энергетической системы Российской Федерации в энергосистему Финляндии.

ВПТ оснащены быстродействующей системой автоматического регулирования. Поэтому возмущения, возникшие в результате аварии в одной из связываемых систем, не передаются в другую, как это происходит по линиям переменного тока.

На характеристики энергосистем оказывает большое влияние ее динамическая и статическая устойчивость, как и переходные процессы в целом. Генераторные установки систем должны работать синхронно с одинаковыми номинальными частотами. При различных видах возмущений система должна

восстановить прежний режим, иначе в системе возникают «качания» – опасный ненормальный режим, отражающийся на работе всей энергосистемы, приводящий к ее аварии, распаду и прекращению питания всех ее потребителей. Используя постоянный ток как средство организации межсистемных связей, мы получим не жесткую, и достаточно гибкую несинхронную связь. Появляется возможность независимого регулирования частоты в обеих системах и будет значительно меньшее взаимное влияние систем друг на друга при различных видах возмущений.

Вставки постоянного тока позволяют решить ряд задач, которые являются актуальными для современных энергетических систем:

- Соединение 2-ух электрических сетей одной номинальной частоты, но разных нефиксированных фазовых сдвигов;
- Соединение электрических сетей различных фаз и частот;
- Повышение пропускной способности элементов сети, которые содержат «слабые» связи;
- Согласование работы сетей при возникновении аварийных ситуаций и
- Восстановление электроснабжения после ликвидации нарушений.

Учитывая план развития энергетики РФ до 2025 года, который включает в себя пункты об объединении энергосистем и усилении связей между слабосвязанными районами; а также увеличение энергоэффективности и снижение энергоемкости, что достигается увеличением пропускной способности линий.

### 3.1.1 Вставка постоянного тока на тиристорах

Для работы преобразовательных подстанций требуются устройства, позволяющие преобразовывать переменный ток в постоянный (выпрямители) и постоянный в переменный (инверторы). Первые передачи постоянного тока появились на базе преобразователей тока (ПТ). Это связано с тем, что эти преобразователи реализовывались первоначально на управляемых ртутных вентилях, а затем на

тиристорах – приборах, которые включались сигналом управления, а выключались, когда их ток снижался до нуля. И сегодня передача постоянного тока (ППТ) ультравысокого напряжения большой мощности строятся на ПТ, стоимость применяемых в них тиристоров существенно ниже, чем тиристоров и силовых транзисторов, которые могут и выключаться током управления.

Преобразователи тока имеют недостатки. Рассмотрим мощность преобразовательного моста в его основных режимах работы. Преобразователь может как потреблять, так и генерировать активную мощность, но при любых режимах работы он потребляет из сети реактивную мощность.

Потребляемая реактивная мощность может привести к дефициту реактивной мощности в передающей и приемной системах. Во избежание дефицита на преобразовательных подстанциях предусматриваются мероприятия по компенсации реактивной мощности. Естественно, это отражается на экономических показателях ППТ на базе ПТ, существенно увеличивая их стоимость. Стоимость таких ППТ увеличивается и из-за необходимости компенсации высших гармоник, генерируемых преобразователем в сеть.

Для повышения выпрямленного напряжения промежутка полюс-земля линии электропередачи на преобразовательных подстанциях обычно прибегают к применению двухмостовых преобразователей – последовательному соединению отдельных преобразовательных мостов, подключенных к трансформаторам с разными группами соединения обмоток. Это существенно улучшает форму кривой суммарного сетевого тока и уменьшает пульсации в выпрямленном напряжении полюса.

Передача постоянного тока и ВПТ на базе ПТ имеют широкое мировое распространение. Их внедрение связано с возможностью регулирования потоков активной мощности. Однако, применение ПТ является дорогостоящим вследствие необходимости установки фильтров и компенсаторов реактивной мощности.

Вставка постоянного тока на основе преобразователя напряжения.

Развитие силовой электроники привело к разработкам полупроводниковых приборов с полностью управляемыми вентилями. Они определили перспективу

создания передачи постоянного тока на базе преобразователей напряжения (ПН), использующих IGBT- транзисторы и IGCT-тиристоры.

Рассмотрим особенности ПН, начиная с автономного инвертора напряжения (АИН), который представляет устройство, преобразующее постоянный ток в переменный с неизменной или регулируемой частотой и работающее на автономную нагрузку. Основой автономного инвертора является вентильное переключательное устройство, которое может выполняться по однофазным и трехфазным схемам.

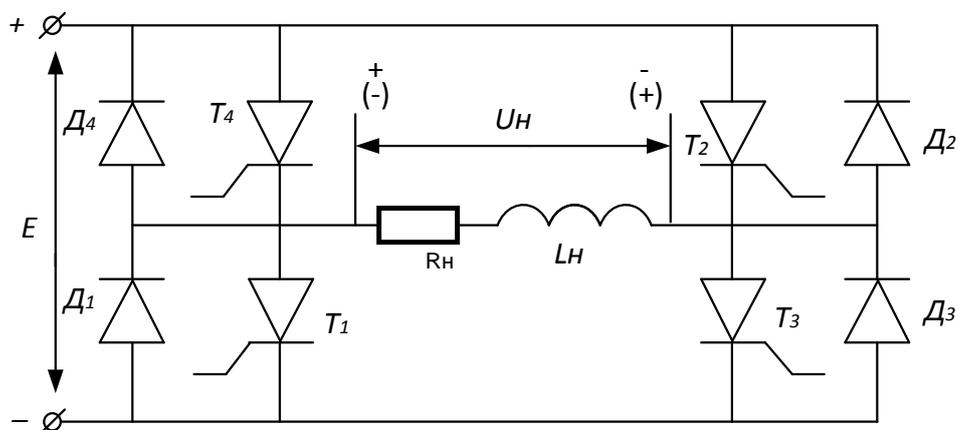


Рисунок 8 – Схема главных цепей однофазного мостового АИН

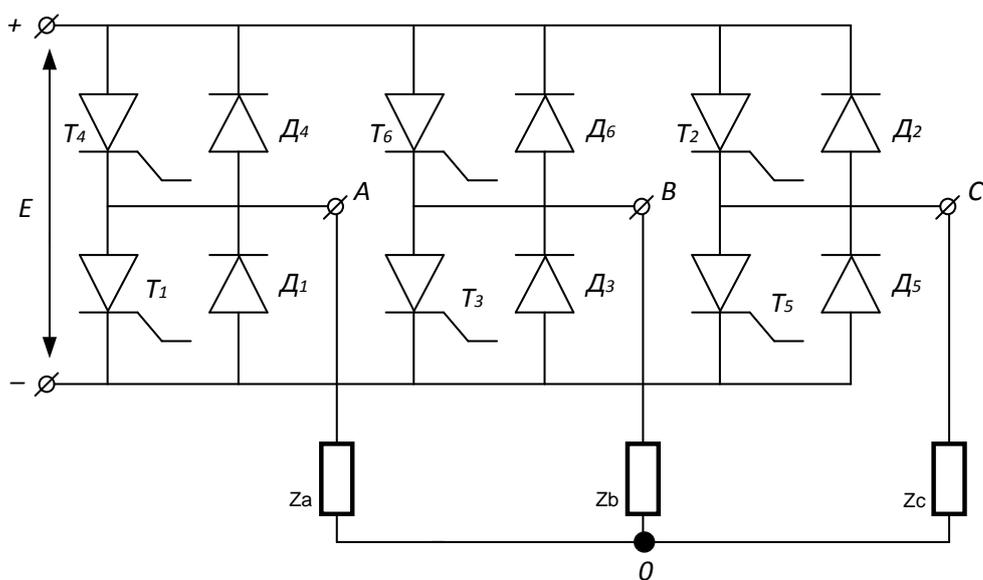


Рисунок 9 – Схема главных цепей трехфазного мостового АИН

Однако, ПН имеет ограничения по постоянному току передачи, току вентилей ПН и напряжению, генерируемому ПН, которые влияют на режимы работы ВПТ. Так как постоянный ток не зависит от реактивных токов преобразователей, то имеются ограничения по прямому и реверсивному потоку активной мощности.

### 3.1.2 Вставка постоянного тока на основе СТАТКОМ (ВПТН)

В НИИПТ разработана и исследована схема двенадцатипульсового ПН с шунтовыми конденсаторами (ШК), рекомендуемая для ППТ и ВПТ (рисунок 10). В таких преобразователях ШК эффективно ограничивают перенапряжения, возникающие из-за быстрых принудительных коммутаций тока. ШК отфильтровывают и высшие гармоники тока. Коэффициент искажения синусоидальности сетевого тока у этого преобразователя в 2 – 3 раза меньше, чем у традиционного двенадцатипульсового преобразователя.

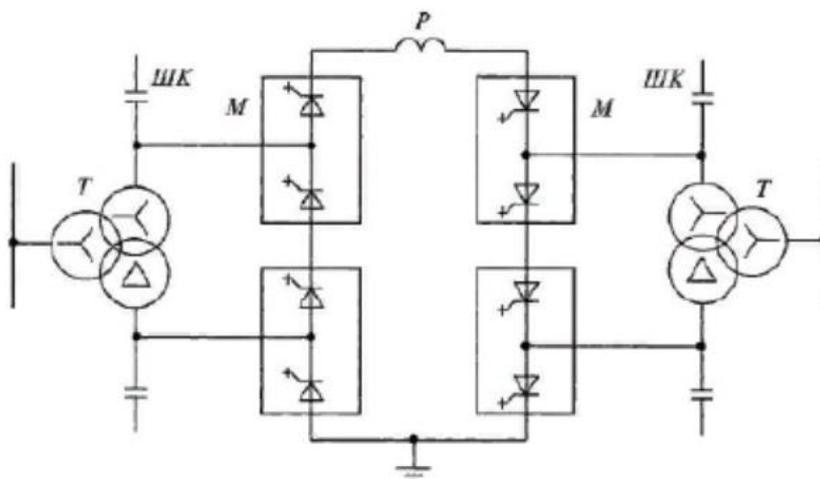


Рисунок 10– Двухмостовая схема ВП на преобразователя напряжения

ПН может применяться для компенсации реактивной мощности. Это режим статического компенсатора (СТАТКОМ). СТАТКОМ создает ЭДС, которая больше или меньше напряжения сети. Если эта ЭДС больше напряжения сети, СТАТКОМ генерирует реактивную мощность в сеть, если ЭДС меньше напряжения сети, он потребляет реактивную мощность.

Впервые Статический Компенсатор (STATicCOMpensator – STATCOM) был установлен в 1995 году в США. СТАТКОМ обладает свойствами, схожими со свойствами синхронного компенсатора (СК), но при этом обладает рядом преимуществ, таких как отсутствие механической инерции и превосходит СК по динамическим и эксплуатационным характеристикам.

СТАТКОМ – статический компенсатор реактивной мощности. Он предназначен для регулирования реактивной мощности в широких пределах (плюс-минус 100%). СТАТКОМ отличается от прочих компенсаторных устройств, увеличенным набором функций и улучшенными характеристиками. Упрощенно, СТАТКОМ, это преобразователь напряжения на управляемых силовых тиристорах (или транзисторах), включенный через ТС параллельно линии в узле сети, к которому подключена линия (рисунок 10). Принцип работы СТАТКОМ идентичен принципу работы агрегатов бесперебойного питания: из напряжения источника постоянного тока за счет широтно-импульсной модуляции и использования фильтра гармоник формируется синусоидальное напряжение частотой  $50 \text{ Гц} \pm 3 \text{ Гц}$ . Главное свойство СТАТКОМ – способность генерировать ток любой фазы относительно напряжения сети. То есть СТАТКОМ обеспечивает регулирование значения выходного напряжения и его фазы. Регулирование происходит за счет изменения реактивной мощности, потребленной или выданной в сеть.

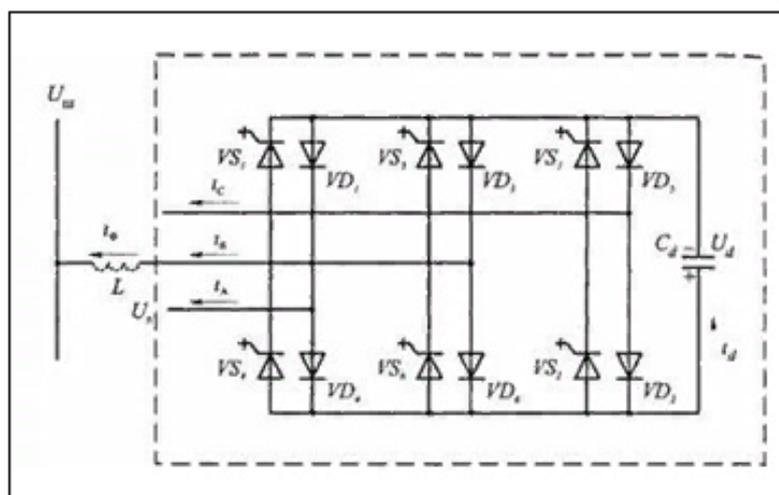


Рисунок 10 – Схема СТАТКОМ

Устройство СТАТКОМ в общем случае содержит:

- 1) Статический преобразователь, способный работать в различных режимах потребления и генерации активной и реактивной мощности и обычно располагающийся в закрытом помещении;
- 2) Согласующий трансформатор для подключения к шинам высокого напряжения;
- 3) Звено постоянного тока (выпрямленного напряжения), обеспечивающее стабильность тока (напряжения) для реализации модуляции синусоидальных токов (напряжений);
- 4) Пассивные фильтры, для обеспечения синусоидальности фазных токов.

Существуют различные схемы реализации СТАТКОМ. Один из возможных вариантов СТАТКОМ с преобразователем напряжения представлен на рисунке 11

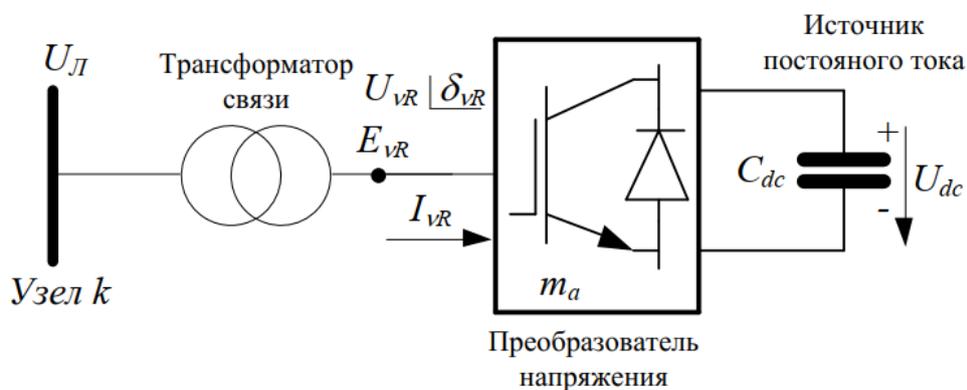


Рисунок 11 – Упрощенная принципиальная схема СТАТКОМ с ПН

Рассмотрим более подробно принцип работы устройства СТАТКОМ на базе преобразователя напряжения.

Изменяя величину выходного напряжения  $U_{vR}$ , можно управлять перетоком реактивной мощности между ПН и ЭЭС переменного тока. В режиме генерации реактивной мощности (емкостном), напряжение ПН  $U_{vR}$  превышает напряжение в линии,  $U_L$  и возникает опережающий ток. Когда напряжение в линии

превышает напряжение ПН  $U_{vR}$ , то возникает отстающий ток, и СТАТКОМ потребляет реактивную мощность, работая в индуктивном режиме. При равенстве напряжений  $U_l = U_{vR}$  перетока мощности не происходит.

В СТАТКОМе задается уставка напряжения  $U_{ref}$ , статизм по напряжению  $X_{ST}$  и диапазоны изменения тока  $I_{min}$ ,  $I_{max}$ . Управляющими переменными будет модуль  $U_{uR}$  и угол  $\delta_{uR}$  преобразователя напряжения. На рисунке 12 показана вольтамперная характеристика устройства СТАТКОМ

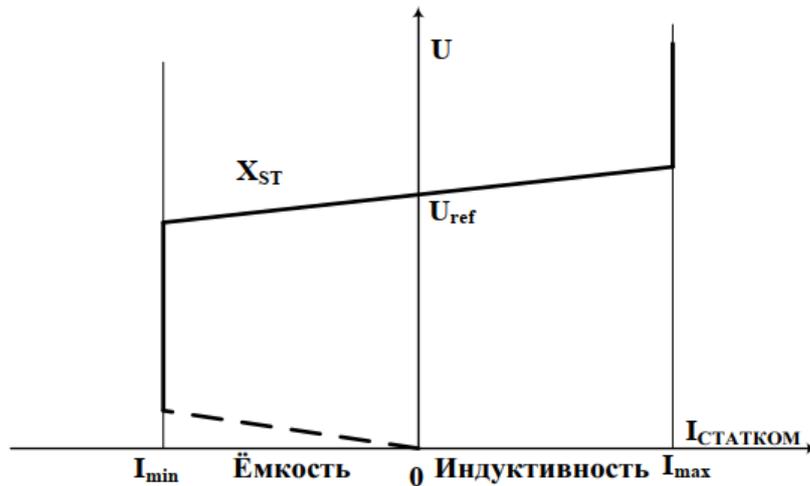


Рисунок 12 – Вольтамперная характеристика устройства СТАТКОМ

На рисунке 13 изображена инновационная схема мостовой трехуровневой 18ти вентильной структуры СТАТКОМ, которая является универсальной. Мостовые структуры преобразователей имеют в явном виде выраженную цепь постоянного тока, что дает возможность объединять подобные преобразователи на стороне постоянного тока.

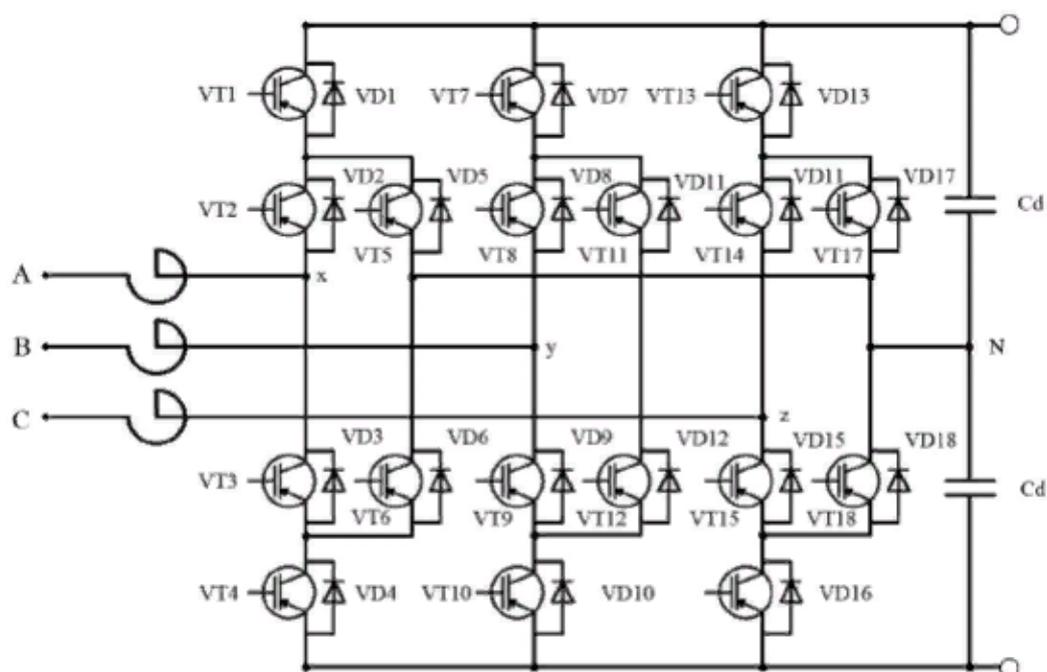


Рисунок 13 – Схема мостового трехуровневого 18ти вентильного преобразователя для СТАТКОМ

Конструктивно-функциональной единицей в мостовой структуре преобразователя является высоковольтный запираемый вентиль (ВЗВ), который представляет собой последовательное соединение высоковольтных запираемых модулей (ВЗМ). Номинальное напряжение СТАТКОМ может быть изменено простым изменением числа последовательных ВЗМ в вентилях преобразователя.

В настоящее время в мировой практике в качестве элементной базы для создания СТАТКОМ используются биполярные транзисторы с изолированным затвором (IGBT - Insulated Gate Bipolar Transistors) и запираемые тиристоры IGCT (Integrated Gate Commutated Thyristor), GCT (Gate Commutated Thyristor), GTO (Gate Шт-off Thyristor). По статическим параметрам указанные приборы сопоставимы, по ним имеется опыт применения в высоковольтных запираемых вентилях, они характеризуются малым временем задержки при включении и заперении, что позволяет сравнительно легко соединять их последовательно без использования мощных делящих RC-цепей. Между тем, вентили на IGBT отличаются наиболее низкие потери на переключение, что допускает работу на высоких

частотах и использование алгоритмов ШИМ. Поэтому в качестве ключевых элементов для преобразователя напряжения СТАТКОМ выбраны IGBT транзисторы.

Требования к системе управления СТАТКОМ формируются из задач, которые он будет решать в электроэнергетических сетях, из условий его эксплуатации, а также из принятых схемотехнических решений.

Следующее требование, предъявляемое к системе управления СТАТКОМ – это низкий уровень потерь в преобразователе напряжения. Примерно 80% электрических потерь в СТАТКОМ при его эксплуатации составляют потери, выделяемые в вентильной части преобразователя: потери открытого состояния, коммутационные потери. Суммарные потери в вентилях ПН определяют один из важнейших эксплуатационных показателей СТАТКОМ при работе в электроэнергетических системах - его КПД.

Уровень потерь в вентилях для выбранной схемы ПН во многом определяется применяемым алгоритмом управления ШИМ и его параметрами. В связи с чем, актуальной является задача разработки алгоритмических средств снижения потерь в вентилях ПН и работа по оптимизации параметров алгоритма ШИМ.

В работах посвященных управлению компенсатором реактивной мощности СТАТКОМ, широкое распространение получила идея, в которой преобразователь представляется источником напряжения прямой последовательности. Особое внимание в этих публикациях уделяется разделному управлению реактивной и активной мощности СТАТКОМ. Структурные схемы систем управления можно привести к схеме, изображенной на рисунке 14.

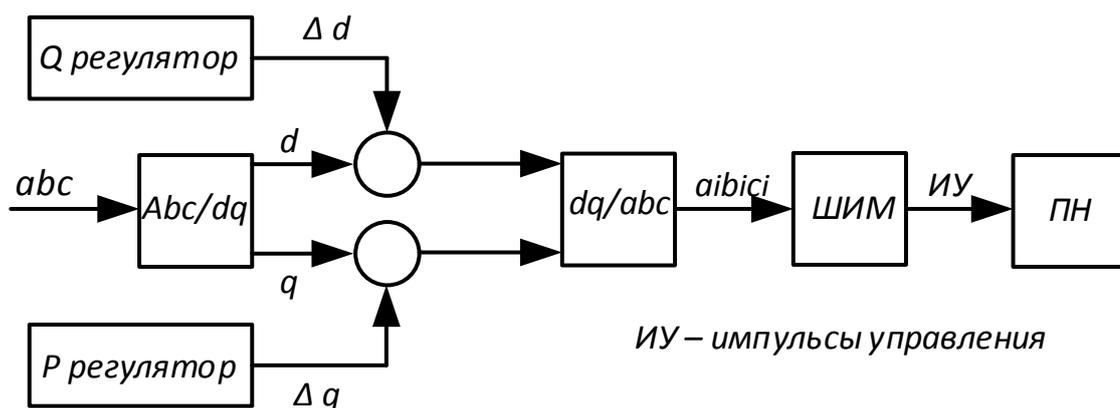


Рисунок 14 – Структурная схема управления СТАТКОМ

Представленная структура системы управления подразумевает работу СТАТКОМ на симметричную сеть. На базе данного алгоритма невозможно решать задачу симметрирования сети. Алгоритмы управления СТАТКОМ определяют его важнейшие показатели качества: электрические потери, уровень высших гармоник, быстродействие.

Потери и гармонический состав напряжения определяются главным образом алгоритмом широтно-импульсной модуляции (ШИМ). Для формирования кривых фазных напряжений преобразователя предлагаются различные алгоритмы широтно-импульсной модуляции: синусоидальная ШИМ, синусоидальная ШИМ с инъекцией третьей гармоники, векторная ШИМ. Задача уменьшения потерь и улучшения гармонического состава напряжения для таких алгоритмов ШИМ решается одинаково, путем выбора оптимальной частоты коммутации ШИМ. Отметим, что задача уменьшения потерь подразумевает уменьшение частоты коммутации, а задача улучшения гармонического состава - увеличение частоты коммутации.

Сегодня СТАТКОМ – наиболее совершенное статическое устройство FACTS II. Устройства FACTS второго поколения (FACTS II) позволяют одновременно регулировать сразу несколько параметров режима, т.е. обеспечивают векторное регулирование. Он обладает высоким быстродействием, малым содержанием высших гармоник, малыми габаритами, может использоваться в любых

электрических сетях. Использование СТАТКОМ позволяет не только регулировать напряжение, но и увеличивать пропускную способность сети, оптимизировать потоки мощности, улучшать форму кривой напряжения и т.д. Модификация СТАТКОМа – активный фильтр – позволяет компенсировать все высшие гармоники в сетях.

Технология FACTS – это самая современная технология, основой которой являются устройства FACTS, трансформирующие электрическую сеть из неактивного устройства транспорта электроэнергии в активное устройство, которое участвует в управлении режимами работы ЭЭС.

Основные устройства, используемые в данной технологии, также носят название FACTS. Их можно разделить на две категории: устройства первого и второго поколения. Устройства первого поколения – это устройства, которые осуществляют скалярное регулирование (СК, УПК и УУПК, ШР и УШР, СТК и др.), устройства второго поколения осуществляют векторное регулирование (ФПУ, СТАТКОМ, ОРПМ, ВПТН и др.)

FACTS – это электропередачи переменного тока, оснащенные устройствами современной силовой электроники.

Основная задача технологии FACTS заключается в обеспечении научно-технического прорыва в электроэнергетике с целью улучшения управления потоками мощности в сети как в установившихся, так и в переходных режимах ЭЭС. Данная технология открывает новые возможности для управления потоками мощности. Эти возможности возникают благодаря способности исполнительных устройств технологии FACTS управлять взаимосвязанными параметрами, определяющими функционирование электропередач, включая реактивное сопротивление, ток, напряжение, углы фазовых сдвигов в узлах сети, затухание колебаний на различных частотах и т.д.

Преимущества:

1. Технология FACTS обеспечивает новый более совершенный уровень функционирования электроэнергетических систем;

2. Технология FACTS основана на использовании достижений современной силовой электроники и электромашиноинвентильных комплексов;

3. FACTS преобразует функцию электрической сети из существующей «пассивной» в «активную».

Устройства FACTS позволяют:

- Обеспечивать пропускную способность электропередач вплоть до допустимого теплового предела по нагреву проводов линий электропередач;

- Обеспечить принудительное распределение мощности в сложной неоднородной сети в соответствии с требованиями диспетчера;

- Повысить устойчивость системы.

В России для нормализации работы энергосистем Сибири и Востока на базе ПН введена ВПТ мощностью 200 МВт и напряжением 220 кВ на подстанции Могоча.

Кроме того, ВПТ на базе ПН широко применяются при подключении к сети ветрогенераторов; устройств малой генерации автономных сетей, таких как поселки или буровые платформы, острова; подключения к сети с низким отношением мощности короткого замыкания к мощности передачи; при использовании подводного или подземного кабеля. В металлургической отрасли ПН применяются в режиме Статком для стабилизации напряжения в сети и подавления фликера.

### 3.1.3 Электромеханическая вставка для связи энергосистем

Широко известна вставка постоянного тока, содержащая вентильные преобразователи, соединенные между собой по постоянному току. Недостаток такой вставки состоит в том, что она искажает форму тока сети. Наиболее близким, по сути - прототипом является электромеханическая вставка для связи энергосистем, содержащая машины двойного питания с обеих сторон, присоединенные статорами к системам через трансформаторы. Механически машины связаны

роторами. Роторная трехфазная обмотка одной машины тремя выводами подключена к трем контактными кольцам ротора, а другая машина двумя выводами ротора соединена с двумя кольцами. При этом преобразователи питания роторов, присоединены к щеткам у первой машины - тремя выводами, а у второй - двумя. К недостаткам описанного прототипа использующего машины двойного питания следует отнести сложность и низкую надежность. Задача, решаемая в предложении, состоит в упрощении и повышении надежности.

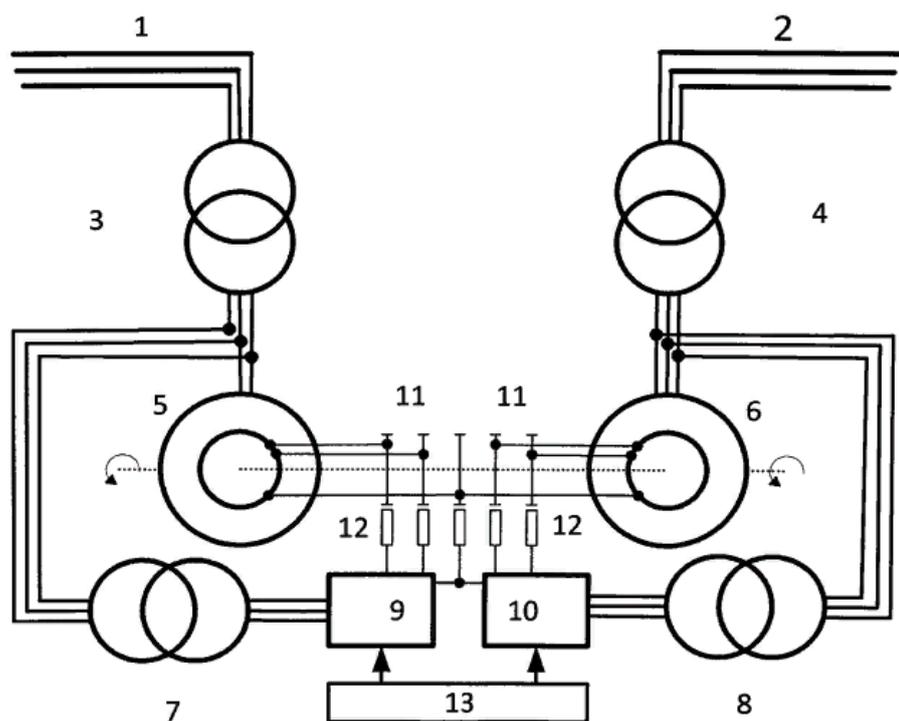


Рисунок 15 – Схема электромеханической вставки для связи двух ЭС

Электромеханическая вставка для связи энергосистем 1 и 2 работает следующим образом. Машины 5 и 6 вращаются с равной частотой. Преобразователи 9, 10 преобразуют энергию, поступающую через трансформаторы 7, 8 в требуемую частоту, так чтобы сумма частот вращения и частоты ротора была равна частоте соответствующей энергосистемы 1 и 2, частоты которых в общем случае различны. Теория и практика такой передачи энергии хорошо отработана и широко используется. Объединение двух выводов разных роторов позволяет уменьшить количество колец и щеток. Таким образом, установка имеет повышенную надежность и проще в изготовлении.

Практически полным аналогом вставки постоянного тока по техническим параметрам является электромеханическая вставка переменного тока на базе асинхронизированных машин (машин двойного питания). Электромеханическая вставка представляют собой агрегат, на общем валу которого установлены две электрические машины. Каждая из машин может работать как в генераторном, так и в двигательном режиме. За счет векторного управления возбуждения каждой из машин осуществляется независимое управление заданным перетоком активной мощности и регулирование реактивной мощности в двух точках их подключения. Кроме того, электромеханическая вставка исключает передачу токов обратной и нулевой последовательности и высших гармоник тока и напряжения из одной сети в другую, фактически выполняя гальваническую развязку объединяемых участков сети.

Электромеханическая вставка переменного тока обладает следующими преимуществами по сравнению со вставками постоянного тока:

- меньшая занимаемая площадь;
- отсутствие высших гармоник;
- допустимая кратковременная перегрузка по току до двукратной величины;
- меньшая цена.

Проведены предварительные исследования и конструкторские проработки электромеханической вставки переменного тока номинальной мощностью 100 МВт и 200 МВт. Электромеханическая вставка представляет собой вертикальный агрегат из двух асинхронных двигателей-генераторов. За счет вертикальной компоновки удастся добиться минимизации занимаемой площади. Номинальная частота вращения ротора 750 об/мин. Охлаждение полностью воздушное. Система возбуждения каждого двигателя-генератора обеспечивает питание трехфазного ротора током с изменяемой частотой от 0 до 0,25 Гц. Для пуска агрегата из неподвижного состояния используется тиристорное пусковое устройство. Скорость набора активной мощности от нуля до номинальной не более 0,3 с.

В настоящее время рассматривается возможность применения такого устройства в системе электроснабжения г. Москвы. Так, например, при замыкании транзита 220 кВ от мощной ТЭЦ до крупной узловой подстанции 220 кВ ТКЗ возрастает до уровня 77 кА. При установке в этот транзит электромеханической вставки ТКЗ не превышает 49 кА, что позволяет объединить вынужденно разомкнутые участки сети, а также обеспечить возможность регулирования перетока активной мощности и напряжения в точке включения устройства.

Приводится экспертная оценка технического эффекта от применения электромеханических вставок переменного тока на нескольких объектах г. Москвы. Так, например, в сети 220 кВ энергосистемы г. Москвы достигается:

- Ликвидация точек секционирования в местах установки электромеханической вставки;
- Снижение ткз в прилегающей к месту установки электромеханической вставки электрической сети 220 кВ (порядка 12 ка при одной вставке 200 мвт, порядка 30 ка при установке двух вставок, до 45 ка при установке четырех вставок);
- Возможность регулирования напряжения (в диапазоне -4 +8 кв) и, как следствие, сокращение объема требуемых дополнительных средств компенсации реактивной мощности;
- Возможность регулирования перетоков активной мощности;
- Расширение области допустимых режимов работы системообразующей сети за счет возможности управляемого изменения перетоков активной мощности по шунтирующим связям 220 кВ.

Выявлена необходимость решения задачи определению законов управления режимами работы электромеханических вставок переменного тока на базе асинхронизированных машин как в сложнзамкнутых, так и в распределительных высоковольтных сетях энергосистемы для получения дополнительного технико-экономического эффекта.

### 3.1.4 Ферромагнитная вставка переменного тока

Одним из возможных вариантов управляемой связи является ферромагнитная вставка переменного тока (ФВПТ), которая по своему принципу действия более близка к фазопоротным трансформаторам (ФПТ) или статическим преобразователям частоты трансформаторного типа. Последние же могут осуществлять прямую связь и обмен мощности между электроэнергетическими системами с различными номинальными значениями частоты переменного тока, поскольку в состав управляемых связей входят фазовые преобразователи трансформаторного типа с круговым преобразованием фазы напряжения. Отличие ФВПТ от ФПТ состоит в том, что непосредственного поворота фазы напряжения они не производят, а меняют свое индуктивное сопротивление в зависимости от сдвига векторов напряжений объединяемых с их помощью систем. Процесс изменения индуктивного сопротивления устройств аналогичен управляемым реакторам, которые позволяют менять свое сопротивление в больших диапазонах с приемлемым быстродействием.

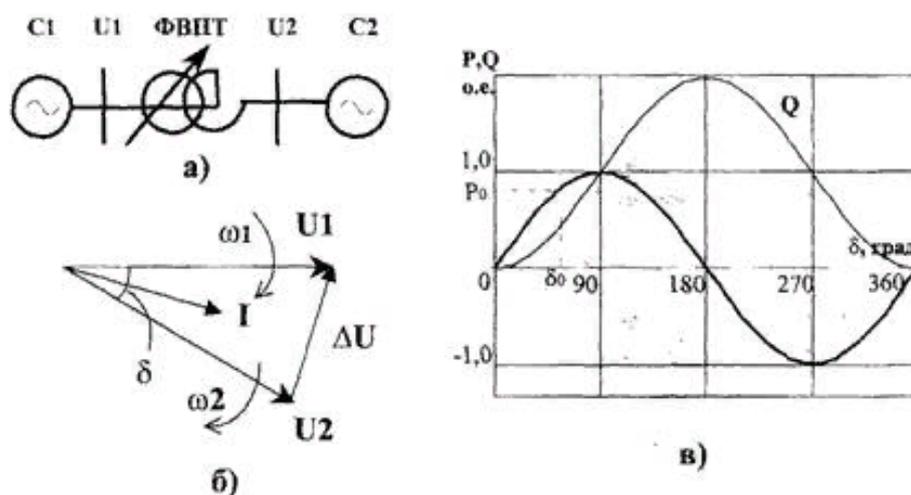


Рисунок 15 – а) Однолинейная схема связи двух энергосистем посредством ФВПТ, б) векторная диаграмма, в) угловые характеристики активной и реактивной мощности

Преимущества ФВПТ:

1. Низкая удельная стоимость относительно вставок постоянного тока;
2. Большой срок службы, так как основными элементами являются трансформаторные или реакторные модули;
3. Возможности достаточно длительной работы с перегрузкой;
4. Высокая надежность;
5. Низкие эксплуатационные и ремонтные затраты.

Недостатки ФВПТ:

1. Сравнительно большие (по сравнению с полупроводниковым) потери в элементах преобразователя;
2. Высокое удельное потребление реактивной мощности с каждой стороны устройства;
3. Генерация высших гармоник в сеть;
4. Необходимость использования форсировок системы управления и подмагничивания и увеличение установленной мощности подмагничивания.

Последний недостаток очень сильно сказывается при увеличении диапазона изменения частоты скольжения ( $Af$ ) свыше 2 - 3 Гц, что резко снижает эффективность использования ФПЧ в этом диапазоне. В связи с ограниченным быстродействием элементов ФВПТ (в частном случае управляемых реакторов) передаваемая мощность через устройство существенно зависит от разности частот объединяемых систем ( $Af$ ), т.к. при больших значениях  $Af$  устройство не успевает менять с заданной зависимостью свое индуктивное сопротивление, а, следовательно, передавать требуемую активную мощность ( $P+$  или  $P-$ ). Таким образом, динамические свойства ФВПТ в основном определяются скоростью протекания процессов изменения токов в обмотках подмагничивания устройства. Но реальные процессы в установке имеют определенную длительность, обусловленную постоянной времени цепей подмагничивания, что существенно сказывается на основных технико-экономических показателях ФВПТ.

Для получения необходимых величин передаваемой однонаправленной активной мощности из одной разно-частотной системы в другую с помощью

ФВПТ, как и для получения необходимого быстродействия управляемых реакторов, требуется форсировка подмагничивания (то есть увеличение установленной мощности системы подмагничивания), а т.к. необходимая кратность форсировки может быть значительной, то и затраты в систему подмагничивания с увеличением  $A_f$ , все существеннее будут сказываться на общих затратах в ФВПТ. Кроме того, недостаточное быстродействие существенно сказывается на величине средней передаваемой активной мощности ( $P_{ср.}$ ) через ФВПТ (с увеличением  $A_f$  она резко падает), тогда как средняя потребляемая устройством реактивная мощность ( $Q_{ср.}$ ) при этом возрастает. Это ведет к прогрессивному росту удельного потребления реактивной мощности ФВПТ ( $\text{tg } \phi_{ср.} = Q_{ср.}/P_{ср.}$ ), а, следовательно, к увеличению удельных затрат в компенсирующие устройства для ФВПТ.

Однако, несмотря на кажущуюся простоту схемы и принципа действия ФВПТ, в отечественной и зарубежной литературе до настоящего времени отсутствуют сведения о практическом применении в энергетике таких устройств. Одной из главных причин этого, кроме вышеуказанных недостатков ФВПТ, являлось отсутствие серийно выпускаемых мощных управляемых реакторов и трансформаторов с системами управления, обеспечивающими необходимое быстродействие регулирования индуктивности.

Большое потребление реактивной мощности с каждой стороны устройства в ряде случаев не может быть существенным недостатком ФВПТ, так как в последнее время, в энергосистемах наблюдаются избытки реактивной мощности, требующие как раз устройств-потребителей.

Проблема снижения высших гармоник в ФВПТ может быть решена известными схемными вариантами, а также применением фильтров.

Проведенные с участием авторов многолетние исследования характеристик нескольких типов ФВПТ по рассмотренной выше реакторной схеме и некоторым аналогичным, позволяют сделать вывод о возможности применения

указанных устройств для связи электрических систем, как при синхронной, так и при несинхронной (до определенной разности частот - не более 5 Гц) связи электрических систем наряду со вставками постоянного тока и электромеханическими вставками переменного тока.

#### 4. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОРАБОТКА ВАРИАНТА ВСТАВКИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Вставка для связи двух энергосистем может быть выполнена из разных элементов. Рассмотрим таблицу с характеристиками преобразователей для выбора более подходящего варианта реализации создания межсистемной связи ОЭС Сибири и ОЭС Востока на базе комплекса Хани.

Таблица 23 – Характеристика устройств преобразователей

№	Тип устройства	Характеристика устройства	Область применения	Производство
1	2	3	4	5
1	Вставка постоянного тока на обычном тиристоре	Вставка на базе выпрямителя и инвертора, построена на базе одно операционных тиристоров. Требуется для работы источники реактивной мощности от 50 до 100% установочной мощности ВПТ.	Применяется для несинхронного объединения энергосистем. Не эффективна в электрических сетях, имеющих дефицит реактивной мощности. Невозможен автономный режим работы.	Освоено в России и за рубежом
2	Вставка постоянного тока на основе	Вставка на базе двух СТАТКОМов, объединённых общим звеном постоянного тока и включаемых в	ВПТН широко применяется для несинхронного объединения любых энергосистем, в том числе и по	Освоено за рубежом. В России ведутся проектные работы

1	2	3	4	5
	СТАТКОМ (ВПТН)	<p>рассечку линий электропередачи, связывающие две электрические системы.</p> <p>Обеспечивает регулирование как активной, так и реактивной мощности в широких пределах.</p>	<p>межсистемным связям, относящихся к категории «слабых».</p> <p>Обеспечивается возможность в автономном режиме. Применяется в любых сетях.</p>	
3	Электромашинные преобразователи частоты	<p>Две асинхронные машины с жестко связанными валами, работающие в общем случае при различных частотах энергосистемы. Являются электромеханическим аналогом ВПТ, состоящей из 2х СТАТКОМов. Обладают высокой перегрузочной способностью. В отличие от ВПТН обе части энергосистемы электрически не связаны</p>	<p>Область применения АС ЭМПЧ такая же что и ВПТН. Особенно эффективен АС ЭМПЧ при питании нагрузок чувствительных к провалам напряжения и потребителей с импульсной нагрузкой.</p>	<p>Производство отсутствует, ведутся разработки</p>

1	2	3	4	5
4	Ферромагнитная вставка постоянного тока	Статические преобразователям частоты трансформаторного типа, изменение сопротивления ферромагнитной вставки. Для передачи мощности попеременно подмагничивают реакторные группы в интервалы изменения угла между векторами напряжений объединяемых.	Возможность несинхронной связи электрических систем переменного тока, распределение энергосистем по токам короткого замыкания, раздельное регулирование частоты и напряжения в объединяемых системах	Освоено в России и за рубежом

Современным и перспективным вариантом является вставка постоянного тока на базе двух Статкомов. СТАТКОМ – это саморегулируемый прибор, который способен автоматически изменять свои показатели при изменениях параметров ЭС. Используя более современную и проработанную схему мостового трехуровневого 18ти вентильного преобразователя в качестве базы для СТАТКОМа, можно добиться желаемого результата. Для данной установки требуется меньшая территория под строительство в отличии от ВПТ на тиристорах, а также в несколько раз меньшая установленная мощность конденсаторных батарей. Недостатком данной системы является необходимость установки устройств

фильтрации высших гармоник, а также систем охлаждения большой мощности. Алгоритм оптимальной широтно-импульсной модуляции позволит обеспечить низкий коэффициент искажения синусоидальности напряжения, сократит электрические потери в вентиляльных устройствах, гармоники с кратностями 5, 7, 11, 13 отсутствуют в кривой генерируемого напряжения что обеспечит малую мощность фильтрокомпенсирующих устройств.

Стоит отметить скорое увеличение нагрузки на тяговых подстанциях Байкало-Амурской железнодорожной магистрали. Полным ходом идет строительство второй ветки БАМа. На участке Тында — Хани мехколонна-7 развернула строительство разъездов Моховой и Студенческий, а мехколонна-74 работает на разъездах Глухариный и Заячий. Это центральный участок Байкало-Амурской магистрали.

#### Конструктивное исполнение ПС Хани

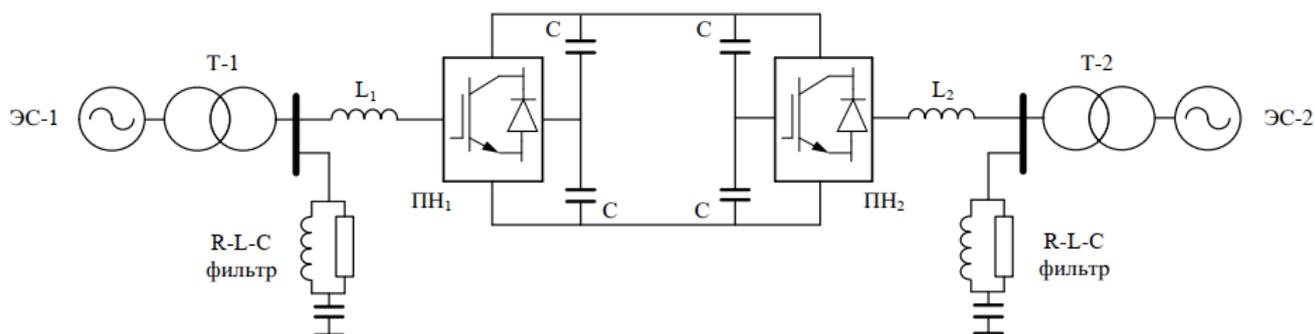


Рисунок 16 – Принципиальная схема ВПТ на ПС Хани

ПС Хани имеет ОРУ по схеме «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5 АН)». Данное РУ необходимо реконструировать для обеспечения нормального функционирования преобразовательного комплекса. Применим к КРУЭ 220 кВ схему «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9). Комплектное распределительное устройство элегазовое, не подвержено воздействию внешней окружающей среде, благодаря чему имеет более долгий срок службы.

#### 4.1 Выбор силовых трансформаторов

Следующим шагом необходимо выполнить выбор трансформаторов связи для ВПТ. Проектная мощность ВПТ на ПС Хани составляет 200 МВт.

$$S_P = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{н}}^2}}{2 \cdot K_3} \quad (8)$$

где  $P_{\text{ср}}$  – среднее значение активной мощности, МВт;

$Q_{\text{н}}$  – некомпенсированная реактивная мощность, Мвар;

$K_3$  – коэффициент загрузки трансформатора (для потребителя I категории 0,7).

Реактивные составляющие максимальных нагрузок принимаю равными с учетом коэффициента реактивной мощности, для сети с номинальным напряжением 220 кВ  $\text{tg}(\varphi)$  равным 0,4. Так как отсутствуют данные то потребление реактивной мощности ПС будет равно

$$Q_{\text{н}} = 200 \cdot 0,4 = 80 \text{ Мвар}$$

$$S_P = \frac{\sqrt{200^2 + 80^2}}{2 \cdot 0,7} = 153,86 \text{ МВА}$$

Мощность трансформатора выбирается из нормального ряда выпускаемых трансформаторов. Значение номинальной мощности должно быть больше расчетной. Для подстанции «Линейная» выбираю два трехфазных двухобмоточных трансформатора ТРДЦН-160000/220.

Выбранный трансформатор проверяю по коэффициенту загрузки:

$$K_3 = \frac{S_P}{n \cdot S_{\text{ном.тр}}} \quad (9)$$

При работе двух трансформаторов

$$K_3 = \frac{153,86}{2 \cdot 160} = 0,48$$

При работе одного трансформатора (послеаварийный режим)

$$K_3 = \frac{1,413}{1 \cdot 1,6} = 0,96$$

Проверка показывает, что данный трансформатор удовлетворяет коэффициенту загрузки, значит трансформатор выбран верно.

Таблица 24 – Параметры трансформатора ТРДЦН-160000/220

Параметр	ВН	СН
1	2	3
Сном, МВА	160	
Пределы регулирования	±8*1,5%	
Уном, кВ	230	38,5
$U_k$ , %	12	
$\Delta P_k$ , %	525	
$\Delta P_x$ , %	167	
$I_x$ , %	0,6	
$R_T$ , Ом	1,08	
$X_T$ , Ом	39,7	
$\Delta Q_x$ , кВАр	960	

## 4.2 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания с учетом действительных характеристик и действительного режима работы весьма сложен. Вместе с тем, для решения задачи выбора и проверки оборудования вводятся условности, облегчающие расчеты увеличивающие погрешность вычисления. К таким допущениям относятся следующие:

- фазы ЭДС всех генераторов не изменяются в течение всего процесса КЗ;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и независящими от тока индуктивные сопротивления короткозамкнутой цепи;
- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкости проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
- считают, что трехфазная система является симметричной;
- влияние нагрузки на ток КЗ не учитывают;
- При вычислении ток КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением сети.

Данные разряжения вместе с упрощением расчетов приводят к некоторому завышению токов короткого замыкания (погрешность методов не превышает 10 %).

Расчет токов короткого замыкания выполняется в именованных единицах с использованием точного приведения в режиме параллельной работы автотрансформаторов.

Расчетная схема приведена на рисунке 17.

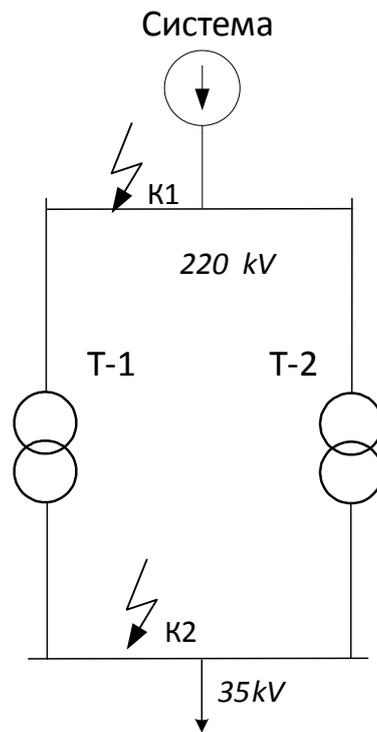


Рисунок 17 - Расчетная схема замещения

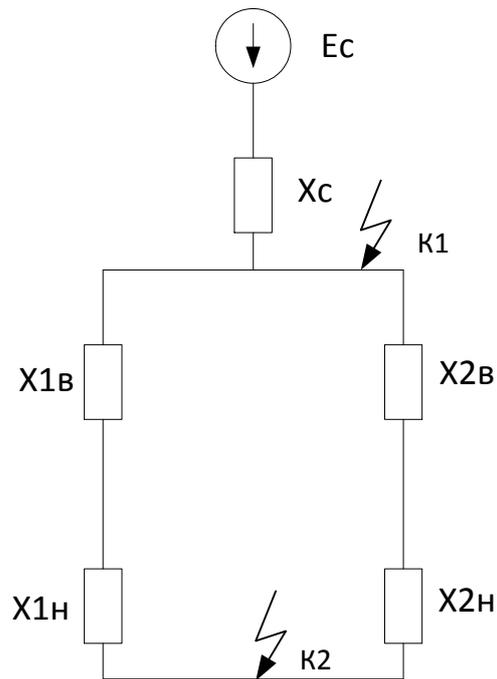


Рисунок 18 – Преобразованная схема замещения

Определение параметров схемы замещения

По формулам (10-11) определяются напряжения короткого замыкания об-  
МОТОК:

$$u_{кВ} = 0,5 \cdot (u_{кВС} + u_{кВН} - u_{кСН}) \quad (10)$$

$$U_{кВ} = 0,5 \cdot (26,4 + 26,4) = 26,4 \text{ кВ}$$

$$u_{кН} = 0,5 \cdot (u_{кВН} + u_{кСН} - u_{кВС}) \quad (11)$$

$$U_{кН} = 0,5 \cdot (26,4 + 26,4) = 26,4 \text{ кВ}$$

где  $u_{кВ}$  – напряжение короткого замыкания обмотки высшего напряжения трансформатора;

$u_{кВН}$  – напряжение короткого замыкания обмоток высшего – низшего напряжения трансформатора;

$u_{кСН}$  – напряжение короткого замыкания обмоток среднего – низшего напряжения трансформатора

$u_{кН}$  – напряжение короткого замыкания обмотки низшего напряжения трансформатора

По формулам (12-13) определяются сопротивления обмоток трансформаторов, приведенные к высокой стороне.

Сопротивление обмотки высшего напряжения:

$$X1в = X2в = \frac{u_{кВ}}{100} \cdot \frac{Uв^2}{Sн} \cdot \left(\frac{Uв}{Uв}\right)^2 \quad (12)$$

где  $Uв$  – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения;

$Sн$  – номинальная мощность трансформатора.

Сопротивление обмотки низшего напряжения:

$$X1н = X2н = \frac{u_{кН}}{100} \cdot \frac{Uн^2}{Sн} \cdot \left(\frac{Uв}{Uн}\right)^2 \quad (13)$$

где  $U_H$  – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения;

$$X_{1В} = X_{2В} = \frac{26,4}{100} \cdot \frac{220^2}{160} \cdot \left(\frac{220}{220}\right)^2 = 79,86 \text{ Ом}$$

$$X_{1Н} = X_{2Н} = \frac{26,4}{100} \cdot \frac{35^2}{160} \cdot \left(\frac{220}{35}\right)^2 = 79,86 \text{ Ом}$$

Сопротивление системы в максимальном режиме  $X_s=25 \text{ Ом}$

Сопротивление системы бесконечной мощности в минимальном режиме  $X_s=32 \text{ Ом}$

Так как правая часть схемы замещения симметрична левой ее части, то преобразование производится путем закорачивания узлов с равными потенциалами. Результат преобразования приведен на рисунке 19.

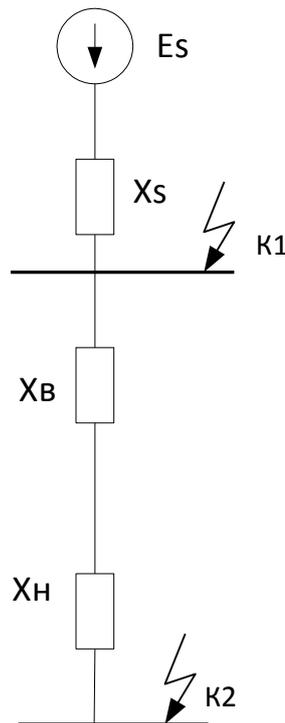


Рисунок 19 – Преобразованная схема замещения

Результирующее сопротивление одноименных обмоток трансформаторов определяется по правилу параллельного соединения одинаковых сопротивлений по формулам 14 и 15.

$$X_B = X_{1B}/2 = 79,68/2 = 3,99 \text{ Ом} \quad (14)$$

$$X_H = X_{1H}/2 = 79,86/2 = 3,99 \text{ Ом} \quad (15)$$

Эквивалентные сопротивления схемы замещения относительно точки К2 (шины 35 кВ) определяются по формуле:

$$X_{K2_{\max}} = X_S + X_B + X_H = 25 + 39,9 + 39,9 = 10,48 \text{ Ом} \quad (16)$$

$$X_{K2_{\min}} = X_S + X_B + X_H = 32 + 39,9 + 39,9 = 11,18 \text{ Ом} \quad (17)$$

Расчет токов короткого замыкания

Значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени, приведенное к высокой стороне определяется по формуле:

$$I_{\text{н0в}} = E_c / X_k, \quad (18)$$

где  $E_c$  – ЭДС системы бесконечной мощности;

$X_k$  - эквивалентное сопротивление схемы замещения относительно точки К2, приведенное к высокой стороне.

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1, определенное по формуле 18:

$$I_{\text{н01в.маx}} = 8,8 \text{ кА}$$

$$I_{\text{н01в.миn}} = 6,87 \text{ кА}$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К2, определенное по формуле 18:

$$I_{\text{н02в.маx}} = 0,33 \text{ кА}$$

$$I_{\text{н02в.миn}} = 0,31 \text{ кА}$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ, приведенное к напряжению в рассматриваемой точке, определяется по формуле:

$$I_{no} = I_{no_b} \cdot \frac{U_B}{U_K} \quad (19)$$

где  $U_B$  – номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора;

$U_K$  - номинальное напряжение обмотки трансформатора на стороне КЗ.

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ, приведенное к напряжению в рассматриваемых точках определенное по формуле 19:

$$I_{no1_{max}} = 8,8 \cdot \frac{220}{26,4} = 7,33 \text{ кА}$$

$$I_{no2_{max}} = 3,57 \cdot \frac{220}{26,4} = 2,97 \text{ кА}$$

Начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ определяется по формуле:

$$I_{ao} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \quad (20)$$

Начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ для точки К1, определенное по формуле 20:

$$I_{ao1_{max}} = \sqrt{2} \cdot 7,33 = 10,36 \text{ кА}$$

Начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ для точки К2, определенное по формуле 20:

$$I_{ao2_{max}} = \sqrt{2} \cdot 2,97 = 4,2 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot (1 + e^{-0,01/Ta}) \quad (21)$$

где  $Ta$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, определяемое по таблице справочника

По формуле 21 определяются ударные токи КЗ

$$i_{уд1 max} = \sqrt{2} \cdot 7,33 \cdot (1 + e^{-0,01/0,025}) = 17,31 \text{ кА}$$

$$i_{уд2 max} = \sqrt{2} \cdot 2,97 \cdot (1 + e^{-0,01/0,02}) = 6,76 \text{ кА}$$

Таблица 25 – Токи короткого замыкания

Точка короткого Замыкания	$I_{по}$ , кА	$Ta$ , с	$i_{уд}$ , кА	$i_a$ , кА
1	2	3	4	5
К1	7,33	0,025	17,31	10,36
К2	2,975	0,02	6,7	4,2

### 4.3 Выбор распределительного устройства

КРУЭ - комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией, их применение позволяет значительно уменьшить площади и объемы, занимаемые распределительным устройством и обеспечить возможность более легкого расширения КРУЭ по сравнению с традиционными РУ. К другим преимуществам КРУЭ можно отнести:

- многофункциональность — в одном корпусе совмещены сборные шины, выключатель, разъединители с заземляющими разъединителями, трансформаторы тока, что существенно уменьшает размеры и повышает надежность ОРУ;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- высокая надежность и стойкость к воздействию внешней среды;

- возможность установки в сейсмически активных районах и зонах с повышенной загрязненностью;

- отсутствие электрических и магнитных полей;

- безопасность и удобство эксплуатации, простота монтажа и демонтажа.

Ячейки КРУЭ выполняются, как правило, в трехфазном исполнении и состоят из отдельных элементов, заключенных в герметичную металлическую оболочку цилиндрической или шаровой формы, заполненной элегазом или смесью азота с элегазом. Для сочленения между собой оболочки элементов имеют фланцы и патрубки, контакты и уплотнения.

Ячейки КРУЭ, отдельные модули и элементы допускают возможность компоновки распределительных устройств 220 кВ по любым схемам. В зависимости от применяемой схемы распределительное устройство может состоять из одной и более ячеек.

По функциональному назначению ячейки КРУЭ могут быть линейные, шинно соединительные, трансформаторов напряжения и секционные, с одной или двумя системами сборных шин. Ячейки, отдельные модули и элементы допускают возможность компоновки КРУЭ по различным электрическим схемам. Ячейки состоят из трех полюсов, шкафов и сборных шин. В шкафах размещена аппаратура цепей сигнализации, блокировки, дистанционного электрического управления, контроля давления элегаза и подачи его в ячейку, питания приводов сжатым воздухом.

Ячейки на номинальное напряжение 110—220 кВ имеют трехполюсное или пополюсное управление, а ячейки на 500 кВ — только пополюсное управление.

В полюс ячейки входят:

- коммутационные аппараты: выключатели, разъединители, заземлители;
- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- соединительные элементы: сборные шины, кабельные вводы («масло—элегаз»), проходные вводы («воздух—элегаз»), элегазовые токопроводы и др.

Различные элементы ячеек по конструкции, условиям эксплуатации, монтажу, ремонту газовой схемы могут быть объединены в отсеки, а по условиям транспортировки — в транспортные блоки. Ячейки или их транспортные блоки заполнены элегазом или азотом при небольшом избыточном давлении.

КРУЭ снабжаются вспомогательным оборудованием и приспособлениями, обеспечивающими их нормальное обслуживание.

Выбор КРУЭ производится по номинальному току и напряжению. А проверка производится по термической и динамической стойкости.

Принимаем КРУЭ АО ВО «Электроаппарат» типа ЯГГ-220. Проверка КРУЭ приведена в таблице 26.

Таблица 26 - КРУЭ типа ЯГГ-220

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{раб} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} > U_{раб}$
$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{нт} = 7,33 \text{ кА}$	$I_{откл} > I_{нт}$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 7,33 \text{ кА}$	$I_{вкл} > I_{но}$
$i_{вкл} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 17,31 \text{ кА}$	$i_{вкл} > i_{уд}$
$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 7,33 \text{ кА}$	$I_{дин} > I_{но}$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 17,31 \text{ кА}$	$i_{дин} > i_{уд}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{откл} = 4800 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$B_k = 26,23 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$I_{мер}^2 \cdot t_{откл} > B_k$

Данное КРУЭ удовлетворяет всем условиям.

## 5 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ПРОЕКТА

### 5.1 Капиталовложения

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение преобразовательного комплекса и реконструкцию подстанции.

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

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

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

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ}. \quad (22)$$

Учитывая многообразие компоновок, используемых материалов и состава основного оборудования ПС, а также весьма значительный и различный по составу объем работ при расширении и реконструкции ПС, их стоимость может быть определена набором отдельных основных элементов, к которым относятся:

1. отдельные ячейки выключателей;
2. трансформаторы (АТ);
3. компенсирующие и регулирующие устройства;
4. постоянная часть затрат;
5. Противоаварийная автоматика (ПА);
6. Затраты на временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы, авторский надзор и прочие работы.

Затраты по п. 6 составляют значения, равные (в процентах от суммы затрат по п. 1–5):

1,5–2,0 % – временные здания и сооружения;  
8,5–9,0 % – прочие работы и затраты;  
1,0–1,2 % – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;

10,0–11,0 % – проектно-изыскательские работы и авторский надзор.

Исходя из тематики проекта в расчет капиталовложений в строительство и реконструкцию подстанций следует добавить стоимость мостового трехуровневого 18ти вентильного преобразователя напряжения для СТАТКОМ

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ВЫКЛ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} + K_{ПА} + K_{ПН}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ПС*} \cdot K_{инф}, \quad (4)$$

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

$K_{инф}$  – коэффициент инфляции;

$K_{ПС*}$  – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ПС;

$K_{КУ}$  – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{ВЫКЛ}$  – стоимость ячеек выключателей, зависящая от исполнения и от класса номинального напряжения;

$K_{ПН}$  – стоимость преобразователя напряжения;

$K_{ПА}$  – стоимость противоаварийной автоматики (для ПС 220 кВ и выше);

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф} \quad (5)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость километра линии;

$l$  – длина трассы;

$K_{ВЛ*}$  – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ВЛ;

Расчет производим на год выполнения проекта, т.е. с учетом коэффициентов инфляции ( $K_{инф} = 5,5$  по данным РОССТАТ за 2019 г.).

Расчет капиталовложений в сооружение ВЛ не требуется, так как линии уже построены и введены в эксплуатацию.

Расчёт капиталовложений для подключения объекта приведён в приложении Б. Результаты расчета капиталовложений сведены в таблицу 27.

Таблица 21 – Капиталовложения

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
1	2
Воздушные линии	0
Трансформаторы	309166
Ячейки выключателей	248160
Преобразователи напряжения	579040
Постоянная часть затрат	186120
Противоаварийная автоматика	4603,5

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

$$K_{\text{общ}} = 1327089,5 \text{ тыс.руб};$$

## 5.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (23)$$

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

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

$I_{\Delta W}$  – затраты на потери электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{\text{Э.Р}} = \alpha_{\text{тэоВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{тэоПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (24)$$

где  $\alpha_{\text{тэоВЛ}}$ ,  $\alpha_{\text{тэоПС}}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ( $\alpha_{\text{тэоВЛ}} = 0,8\%$ ;  $\alpha_{\text{тэоПС}} = 4,9\%$ ).

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (25)$$

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

$C_{\Delta W}$  – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии, согласно данным АО «ДРСК» стоимость потерь составляет 1,5 тыс.руб/ МВт.

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

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{\text{АМ}} = K \cdot a_p, \quad (26)$$

где  $K$  – капиталовложение в соответствующие оборудование;

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

Расчёт эксплуатационных издержек в приложении В. Результаты расчета представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Издержки

И <sub>э.р.</sub> , тыс.руб	И <sub>ам.рен.</sub> , тыс.руб	И <sub>ΔW</sub> тыс.руб	И, тыс.руб
1	2	3	4
78298,28	66354,475	540973,8	685626,556

### 5.3 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения

Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения – это комплексный показатель надежности электроснабжения потребителей, т.е. экономическая категория.

Он характеризует свойство потребительской стоимости электроэнергии, поставляемой с определенной надежностью. Его применяют при подсчете штрафов, пени и неустоек, связанных с нарушением договорных обязательств, вызванных перерывами электроснабжения потребителей.

При выборе стратегий оперативного и технического обслуживания учет фактора надежности осуществляется на основе количественной оценки ущерба.

Основной ущерб – ущерб, обусловленный перерывом в электроснабжении, при условии сохранения технологического процесса, оборудования, отсутствия брака, т.е. ущерб  $Y_0$  из-за невыполнения плана по производству продукции.

Ущерб внезапности – составляющая ущерба, связанная с появлением фактора внезапности, в результате которого могут произойти нарушения технологического процесса, брак, поломка оборудования и т.д. Этот ущерб зависит от типа потребителя, величины недоданной энергии, глубины ограничения и наличия у потребителя резервов разного рода.

Удельный ущерб потребителя при отключении будет определяться по следующей формуле:

$$y = y_0 \cdot P_n \cdot t_{огр} + \left( y_0 + \frac{y_{вн}}{t_{огр}} \right) \cdot P_{техн.бр} \cdot t_{огр}, \quad (27)$$

где  $y_0$  – средняя величина удельного основного ущерба, у.е./кВт\*ч;

$P_n$  – мощность нагрузки потребителя, кВт;

$t_{огр}$  – продолжительность отключения электроснабжения, ч;

$y_{вн}$  – удельная величина ущерба внезапности при полном отключении, у.е./кВт;

$P_{техн.бр}$  – мощность технологической брони потребителя, кВт.

Мощность технологической брони определяется:

$$P_{\text{техн.бр}} = P_n \cdot \sigma_{\text{техн.бр}}, \quad (28)$$

где  $\sigma_{\text{техн.бр}}$  – доля нагрузки технологической брони.

Величина полного ущерба при отключении электроснабжения за год:

$$Y = y \cdot T_{\text{ср}} \cdot c, \quad (29)$$

где  $T_{\text{ср}}$  – среднее время отключения потребителя в год, ч;

$c$  – тариф на электроэнергию, равен 1,5 руб/кВт\*ч.

Подробный расчёт величины ущерба для преобразовательного комплекса Хани приведён в приложении В. Результаты расчета представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Расчет величины ущерба

Объект	у, кВт	$T_{\text{ср}}$ , ч	У, тыс.руб
1	2	3	4
ПС Хани	2715	46,8	190600

#### 5.4 Оценка экономической эффективности проекта

В задачи данного раздела входит анализ экономической эффективности.

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

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot \sum_{i=1}^N T_i \cdot D_i; \quad (30)$$

где  $W_t$  – полезно отпущенная потребителю электроэнергия, МВт·ч;

$N$  – количество потребителей;

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

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

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

$$\Pi_{чt} = \Pi_{бt} - H_t = O_{Pt} - I_t - H_t; \quad (31)$$

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

$I_t$  – суммарные эксплуатационные издержки в год.

Прибыль от реализации продукции определяется:

$$\Pi_{бt} = O_{Pt} - I_t; \quad (32)$$

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (\Pi_{бt}); \quad (33)$$

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

$$\mathcal{E}_t = O_{Pt} - I_t - H_t - K_t - Y = \Pi_{ч.м} + I_{м.т} - K_t - Y; \quad (34)$$

Расчетный период принимаем равным  $T_p = 20$  лет.

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

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (35)$$

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

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Расчет произведен с помощью программы Microsoft Office Excel 2016.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунках 20 и 21.

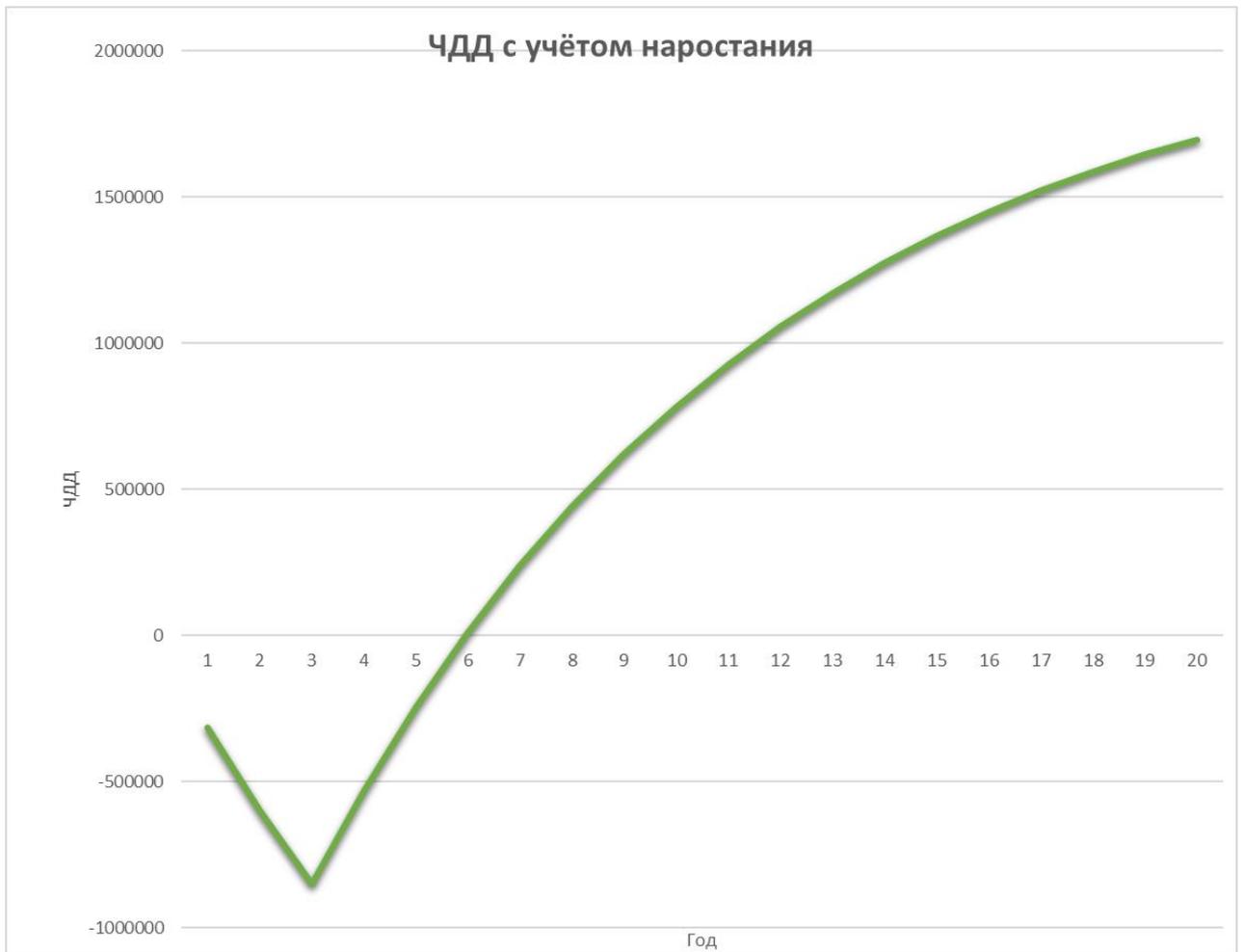


Рисунок 20 – График ЧДД

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
К(тыс.руб.)	-442363,167	-442363,167	-442363,1667	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
И(тыс.руб.)	0	0	0	-685626,6	-685626,6	-685626,6	-685626,56	-685627	-685627	-685627	-685627	-685627	-685627	-685627	-685627	-685627	-685627	-685627	-685627	-685627
Рср(МВт)	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
ОР(тыс.руб)	0	0	0	1314000	1314000	1314000	1314000	1314000	1314000	1314000	1314000	1314000	1314000	1314000	1314000	1314000	1314000	1314000	1314000	1314000
Пбц(тыс.руб)	-442363,167	-442363,167	-442363,1667	628373,44	628373,44	628373,44	628373,44	628373,4	628373,4	628373,4	628373,4	628373,4	628373,4	628373,4	628373,4	628373,4	628373,4	628373,4	628373,4	628373,4
Пчц(тыс.руб)	-353890,533	-353890,533	-353890,5333	502698,76	502698,76	502698,76	502698,76	502698,8	502698,8	502698,8	502698,8	502698,8	502698,8	502698,8	502698,8	502698,8	502698,8	502698,8	502698,8	502698,8
Коэффициент ЧДД	0,892857143	0,797193878	0,711780248	0,6355181	0,5674269	0,5066311	0,4523492	0,403883	0,36061	0,321973	0,287476	0,256675	0,229174	0,20462	0,182696	0,163122	0,145644	0,13004	0,116107	0,103667
ЧДД	-315973,69	-282119,366	-251892,2915	319474,15	285244,77	254682,83	227395,39	203031,6	181278,2	161855,5	144513,9	129030,2	115205,6	102862,1	91841,18	82001,06	73215,23	65370,74	58366,73	52113,15
Итого	-315973,69	-598093,057	-849985,3485	-530511,2	-245266,4	9416,4064	236811,79	439843,4	621121,6	782977,1	927491	1056521	1171727	1274589	1366430	1448431	1521646	1587017	1645384	1697497

Рисунок 21 – Результаты расчёта ЧДД

Рентабельность инвестиций рассчитываются по каждому году расчетного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. В нашем случае считаем, что объект построен без заёмных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле [1]:

$$R_t = \frac{\Delta_t - I'_t - H_t}{K}, \quad (36)$$

где  $K$  – суммарные капитальные вложения;

$\Delta_t$  – системный эффект, обусловленный вводом объекта в год  $t$ ;

$I'_t$  – общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;

$H_t$  – налог на прибыль.

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации (4 год):

$$R_t = \frac{1314000 - 685626,6 - 0,2 \cdot 628373,44}{1327089,5} = 0,378,$$

«Простым» сроком окупаемости называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент в нашем случае – начало строительства сетевого объекта. Моментом окупаемости называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остается положительным.

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным.

Внутренней нормой доходности называют такое положительное число  $E_B$  (норматив дисконтирования), при котором при норме дисконта  $E_B = E_{н.д.}$  ЧДД проекта обращается в 0, при всех больших  $E_B$  ЧДД – отрицателен [1].

$E_g = 0,5$ , при значениях  $E_g \geq 0,5$  ЧДД становится отрицательным.

Сведем результаты оценки экономической эффективности представлены в таблице ниже.

Таблица 30 – Результат экономической эффективности

ПС	Дисконтированный срок окупаемости, лет	ВНД	Рентабельность, %
1	2	3	4
Хани	6	0,5	37,8

Данный вариант развития сети является очень эффективным т.к. окупается вначале шестого года, т.е. на третьем году эксплуатации, а также рентабельность проекта составляет 37,8 %.

Значение внутренней нормы доходности больше, чем норма дисконта  $0,5 > 0,12$ , это означает, что проект эффективен.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной диссертации была рассмотрена целесообразность организации параллельной работы объединённой электроэнергетической системы Сибири и объединенной электроэнергетической системы Востока на основе вставки постоянного тока на подстанции 220 кВ Хани.

Ежегодное увеличение потребителей электроэнергетических мощностей в восточной части Российской Федерации и отсутствие достаточных резервных мощностей в части Забайкальского края входящей в объединенную электроэнергетическую систему Сибири поднимает вопрос о необходимости параллельной работы ОЭС Сибири и ОЭС Востока. В первую очередь это связано с расширением Байкало-Амурской магистрали, увеличения надежности электроснабжения тяговых подстанций, новых горнодобывающих промышленных объектов восточной части Забайкальского края. Проблема отключения потребителей I категории от электроснабжения во время переноса точки раздела границы объединенных электроэнергетических систем с одной подстанции на другую (от Холбона до Сковородино) была решена на участке Транссибирской железнодорожной магистрали благодаря ПС Могоча, на ПС был построен преобразовательный комплекс, вставка постоянного тока на базе технологии СТАТКОМ. Следующим этапом объединения ЭС является строительство преобразовательного комплекса на границе ОЭС Сибири и ОЭС Востока, участка Байкало-Амурской магистрали. Проект увеличит качество электроснабжения тяговых подстанций и потребителей района подключения, позволит предоставить необходимый резерв мощности в районе границы объединения электроэнергетических систем Сибири и Востока.

По результатам анализа электрической сети и вариантов организации параллельной работы энергосистем, было отдано предпочтение современной и инновационной технологии вставки постоянного тока на базе СТАТКОМ с применением мостового восемнадцати-вентильного преобразователя напряжения. Устройства СТАТКОМ используют GTO или IGBT технологии с

широотно-импульсной модуляцией, которые позволяют контролировать амплитуду и фазу напряжения за счет быстрых переключений GTO или IGBT элементов. Высокие частоты модуляции позволяют существенно снизить уровень высших гармоник в выходном сигнале.

СТАТКОМ отличается высоким быстродействием и малыми габаритами. Он принципиально способен регулировать не только величину, но и фазу напряжения в электрической сети, к которой подключен. При наличии в звене постоянного тока накопительного устройства (аккумулятор и др.) он также способен обеспечить регулирование активной мощности.

Согласно выбранной принципиальной схеме ВПТ ПС Хани было выбрано основное силовое оборудование, произведен расчет экономической части проекта, величина ущерба от перерыва электроснабжения а так же оценка экономической эффективности, по результатам которой можно сделать вывод о достаточной эффективности проекта организации параллельной работы объединенной электроэнергетической системы Сибири и объединенной электроэнергетической системы Востока на основе вставки постоянного тока на подстанции 220 кВ Хани.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Беляков Ю.П. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. / А.Н. Козлов, Ю.В. Мясоедов. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2004. – 210 с.
2. МПовышение пропускной способности ВЛ 110-220 КВ. Анализ технических решений [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://energobud.com.ua/en/konferentsii/10-tretja-mezhdunarodnaja-konferentsija-mgs/67-povyshenie-propusknoj-sposobnosti-vl-110-220-kv-analiz-reshenij>
3. Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/>
4. Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
5. ГОСТ 14209-85 «Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки».
6. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах.
7. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб.пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.
8. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153-34.20.118.-2003 Утверждено приказом Минэнерго России от 30.06.03 №281
9. Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2013.
10. Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.rastrwin.ru>. (дата обращения:12.06.2020).

11. Официальный сайт РусГидро [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rushydro.ru/> (дата обращения: 12.06.2020).
12. Официальный сайт HoST Bio-energy installations [Электронный ресурс]. URL: <https://www.host.nl/ru/> (дата обращения 19.06.20).
13. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. - М.: Энергоатомиздат, 2010. - 118 с.
14. Приказ Минэнерго России от 28.02.2019 №174 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы»
15. Приказ от 23 июня 2015 г. № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии»
16. Справочник по проектированию электрических сетей под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
17. СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf> (дата обращения 20.06.2020).
18. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / И. П. Крючков – М. : Энергоатомиздат, 2012. – 310 с.
19. Рожкова Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций. / В. С. Козулин – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 310 с.
20. 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, 2012. – 240 с.

21. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева.– М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 90 с.
22. Правила устройства электроустановок – 7-е изд. – М. : ЭНАС, 2012 – 552 с.
23. Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. / Л.Д. Рожкова – М. : 2015. – 648 с.
24. Орлова И.Н. Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии. / Под общей ред. профессоров МЭИ и др. М. : Энерго, 2014. – 350 с.
25. Ю.П. Рыжов Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения: учебник для вузов – М: Издательский дом МЭИ, 2007
26. И.Э. Терентьев, Р.А. Уфа. Анализ технологий высоковольтной передачи энергии постоянным током [Электронный ресурс]. URL: <http://www.scienceforum.ru/2015 /pdf/11051.pdf>
27. С. Barker HVDC for beginners and beyond [Электронный ресурс]. URL: [http://www.cigre.ru/research\\_commitets/ik\\_rus/b4\\_rus/library/AL-STOM HVDC for Beginners and Beyond.pdf](http://www.cigre.ru/research_commitets/ik_rus/b4_rus/library/AL-STOM HVDC for Beginners and Beyond.pdf)
28. Н.Н. Тиходеев. Передача электрической энергии / Под ред. В.И. Попкова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л: Энергоатомиздат. 1984
29. Виджей К. Суд. HVDC and FACTS Controllers: применение статических преобразователей в энергетических системах: Пер. с англ.: НП «Научно-инженерное информационное агентство», 2009
30. А.В. Поссе. Схемы и режимы электропередач постоянного тока. Издательство «Энергия», 1973
31. Ю.С. Забродин. Промышленная электроника: Учебник для вузов. Второе издание, стереотипное. – М.: ООО ИД «Альянс», 2008
32. К. Eriksson, С. Liljegren, К. Sobrink. HVDC Light Experiences applicable for power transmission from offshore wind power parks. [Электронный ресурс]. URL: [http://cleps.se/upload/HVDC\\_Light\\_Experiences.pdf](http://cleps.se/upload/HVDC_Light_Experiences.pdf)

33. М.Е. Гольдштейн, Н.В. Корбуков. Допустимые длительные режимы постоянного тока на базе преобразователя напряжения. Электроэнергетика глазами молодежи. Научные труды IV международной научно-технической конференции. Новочеркасск 2013
34. А.Ф. Дьяков. Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЕЭС России. НТФ «Энергопрогресс» корпорации «ЕЭЭК». Москва, 2012
35. М.И. Мазуров, А.В. Николаев Передача постоянного тока на преобразователях напряжения как элемент управления качеством электроэнергии. Н.А. Манов Управление электроэнергетическими системами – новые технологии и рынок. – Сыктывкар, 2004
36. В.Ю. Чуйков Оценка качества электрической энергии и его влияния на работу и долговечность электромеханического оборудования [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ivpromenergo.ru/page/columns.php?pdate=d20141406t133500>
37. С. П. Федорова Повышение качества электроснабжения удаленных потребителей путем создания технологии системы распределения электроэнергии с применением гибридных линий [Электронный ресурс]. URL: [http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2014/pdf/d03/s13/s13\\_016.pdf](http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2014/pdf/d03/s13/s13_016.pdf)
38. Г. Беннстам, Л. Карлсон HVDC Light. Удобная и экологичная технология. [Электронный ресурс]. URL: [https://library.e.abb.com/public/b716fbace969c3fac1256fb9002b2365/p25\\_29.pdf](https://library.e.abb.com/public/b716fbace969c3fac1256fb9002b2365/p25_29.pdf)
39. Бурман А.П. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем. / А.П. Бурман, Ю.К. Розанок, Ю.Г. Шакарян – М.: Издательский дом МЭИ, 2012 – 336 с.
40. Пешков М.В. Разработка и исследование управления статическим компенсатором реактивной мощности типа СТАТКОМ для электроэнергетических систем. Дисс.канд.техн.наук. М., 2009, 158 стр.
41. Лоскутов А.Б., Алтунин Б.Ю., Карнавский И.А. Модель многоуровневого каскадного инвертора для компенсации реактивной мощности и

мощности искажений в сетях с выпрямительной нагрузкой. - PROBLEMELE ENERGETICII REGIONALE 2(16) 2011, Нижний Новгород.

42. Николаев А.Б. Разработка принципов управления статическим компенсатором (СТАТКОМ) и исследование его работы на подстанциях переменного и постоянного тока, диссертационная работа, НИИПТ, Санкт-Петербург, 2005 г.

43. Патент – Электромеханическая вставка для связи двух энергосистем. Демина Е. А., Лебедин А. А., Яремченко Е. В., Кустов Д. С., Бондаренко И. Н. [Электронный ресурс]. URL: <https://findpatent.ru/patent/255/2556643.html>

44. Супрунов И.С., Применение комбинированного устройства управления перетоком активной мощности на неоднородной межсистемной связи : Радиоэлектроника, электротехника и энергетика.. 2017. С. 325.

45. Дементьев Ю.А, Электромеханическая вставка переменного тока для управления режимами и ограничения токов короткого замыкания. Сокур П.В., Шакарян Ю.Г., Энергия единой сети. 2017. № 4 (33). С. 18-27.

46. Зеленохат Н.И., Супрунов И.С., Дубонос В.Р Управление перетоком мощности по неоднородной межсистемной связи с комбинированным устройством управления. Энергетик. 2015. № 9. С. 40-43.

47. Амелин А.А., Управление перетоком активной мощности по неоднородной межсистемной связи в энергосистеме Инновации и инвестиции. 2014. № 5. С. 167-169.

48. Зеленохат Н.И., Микрюков Д.Ю., Шахов В.О., Статическая устойчивость управляемой межсистемной связи в особых режимах Энергетик. 2012. № 7. С. 42-45.

49. Александров Г.Н., Зайцев С.Г., Управляемые реакторы в качестве силовых элементов фвпт ОАО «Ленэнерго», С-Петербург 2013. С. 140

50. Тихонов А. В., Моделирование устройств FACTS при оценивании состояния современных ЭЭС, дисс. Институт систем энергетики им. Л.А. Маленцева : Иркутск 2017 178 С.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dv	Delta
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	1	НГРЭС ВН 110кВ	110	65,6	-37,4						109,47	-0,48	32,58
2	<input type="checkbox"/>		Ген	2	Г1	16			200,0	8,5	15,9	-50,0	150,0	15,90	0,95	38,40
3	<input type="checkbox"/>		Ген	3	Г2	16			200,0	20,9	16,0	-50,0	150,0	16,00		38,36
4	<input type="checkbox"/>		Ген	4	Г3	16			210,0	-20,1	15,7	-50,0	150,0	15,70	-0,32	27,81
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	СШ 35 кВ НГРЭС	35	1,0							34,75	-0,70	32,51
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	НГРЭС ВН 220 кВ	220	70,9	-45,2						219,52	-0,22	20,79
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	НЕЙТР 1 АТ	220								218,58	-0,64	32,58
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	НЕЙТР 2 АТ	220								218,58	-0,64	32,58
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ОП1	220								219,29	-0,32	20,30
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	ОП2	220								219,30	-0,32	20,31
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ПС НПС-19	220	5,0	1,2						218,18	-0,83	20,30
12	<input type="checkbox"/>		База	12	ПС Тында	220	76,8	-49,4	-292,0	63,2	220,0	-100,0	-5,0	220,00		
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	ПС Хоргочи	220								224,70	2,14	-1,07
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	ПС Лопча	220								229,10	4,14	-2,07
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	ПС Юктали	220								236,18	7,35	-3,53
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	ОП3	220								239,52	8,87	-4,18
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	ПС Олёкма	220								239,52	8,87	-4,18
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	ПС Хани	220								240,28	9,22	-4,48
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	ПС Чара 220 кВ	220								241,26	9,66	-4,96
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	ПС Чара 110 кВ	110								120,47	9,52	-5,22
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	нейтр ат1 чара	220								240,94	9,52	-5,22
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	нейтр ат2 чара	220								240,94	9,52	-5,22
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	нн чара 35 кВ	35	3,6	0,7						38,23	9,24	-5,64
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	ПС Куанда	220								240,27	9,22	-5,15
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	25	ПС Таксимо 220 кВ	220								239,57	8,90	-5,16
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	нейтр ат1 таксимо	220								236,21	7,37	-5,27
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	ПС Таксимо 110 кВ	110								118,11	7,37	-5,26
28	<input type="checkbox"/>		Ген	28	Заб СИСТЕМА 110 Кв	110				-13,3	118,0	-100,0	-5,0	118,00	7,27	-5,21
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	НЕЙТР АТ1 ТЫНДА	220								222,11	0,96	-2,27
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	НЕЙТР АТ2 ТЫНДА	220								222,11	0,96	-2,27
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	СН 110 кВ ТЫНДА	110	33,1	-10,9						111,00	0,91	-2,28
32	<input type="checkbox"/>		Нагр	32	НН 35 Кв ТЫНДА	35	4,0	0,6						35,27	0,77	-2,73
33	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	НЕЙТР Т1 ХОРОГОЧИ	220								224,28	1,95	-1,47
34	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	НЕЙТР 2 ХОРОГОЧИ	220								224,29	1,95	-1,49
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	35	СН 35 кВ ХОРОГОЧИ	35	1,6	0,3						35,66	1,88	-1,48
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	НН 10 Кв ХОРОГОЧИ	10	1,0	0,3						10,13	1,32	-1,56
37	<input type="checkbox"/>		Нагр	37	НЕЙТР Т1 ЛОПЧА	220								224,30	1,95	-2,28
38	<input type="checkbox"/>		Нагр	38	НЕЙТР Т2 ЛОПЧА	220								224,30	1,95	-2,28
39	<input type="checkbox"/>		Нагр	39	СН 35 кВ ЛОПЧА	35	0,5	7,6						35,66	1,89	-2,25
40	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	НН 10 кВ ЛОПЧА	10	1,0	0,2						10,09	0,90	-2,36
41	<input type="checkbox"/>		Нагр	41	НЕЙТР Т1 ЮКТАЛИ	220								232,70	5,77	-3,98
42	<input type="checkbox"/>		Нагр	42	НЕЙТР Т2 ЮКТАЛИ	220								232,70	5,77	-3,98
43	<input type="checkbox"/>		Нагр	43	СН 35 кВ ЮКТАЛИ	35	1,5	5,4						37,00	5,70	-3,97
44	<input type="checkbox"/>		Нагр	44	НН 10 кВ ЮКТАЛИ	10	1,8	0,4						10,46	4,65	-4,12
45	<input type="checkbox"/>		Нагр	47	НН 10 кВ ЧАРА	10	0,8	0,4						10,92	9,20	-5,72
46	<input type="checkbox"/>		Нагр	48	НЕЙТР Т1 ХАНИ	220								237,09	7,77	-4,87
47	<input type="checkbox"/>		Нагр	49	НЕЙТР Т2 ХАНИ	220								237,09	7,77	-4,87
48	<input type="checkbox"/>		Нагр	50	СН 35 кВ ХАНИ	35	1,9	0,4						37,69	7,69	-4,87
49	<input type="checkbox"/>		Нагр	51	НН 10 кВ ХАНИ	10	1,0	5,0						10,60	5,98	-4,93
50	<input type="checkbox"/>		Нагр	52	НЕЙТР Т1 КУАНДА	220								237,52	7,96	-5,47
51	<input type="checkbox"/>		Нагр	53	НЕЙТР Т2 КУАНДА	220								237,52	7,96	-5,47
52	<input type="checkbox"/>		Нагр	54	СН 35 кВ КУАНДА	35	1,4	4,4						37,76	7,89	-5,46
53	<input type="checkbox"/>		Нагр	55	НН 10 кВ КУАНДА	10	1,0	0,3						10,68	6,84	-5,55
54	<input type="checkbox"/>		Нагр	56	НН 35 кВ ТАКСИМО	35	1,8	0,5						37,49	7,11	-5,63

Рисунок А. 1 – Нормальный режим. Узлы

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

### РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	I max	I загр.	dP	dQ
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	2	НГРЭС ВН 110кВ - Г1	0,15	6,10	85,3	0,145			199	-13	1 053		0,50	20,33
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	3	НГРЭС ВН 110кВ - Г2	0,15	6,10	85,3	0,145			199		1 051		0,50	20,26
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	7	НГРЭС ВН 220 кВ - НЕЙТР...	0,55	59,20	10,7	1,000	8	1	165	-23	439		0,32	34,23
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	1	НЕЙТР 1 АТ - НГРЭС ВН 1...	0,48			0,500			166	12	440		0,28	
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	5	НЕЙТР 1 АТ - СШ 35 кВ Н...	3,20	131,00		0,159			-1		1			
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	8	НГРЭС ВН 220 кВ - НЕЙТР...	0,55	59,20	10,7	1,000	8	1	165	-23	439		0,32	34,23
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	1	НЕЙТР 2 АТ - НГРЭС ВН 1...	0,48			0,500			166	12	440		0,28	
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	5	НЕЙТР 2 АТ - СШ 35 кВ Н...	3,20	131,00		0,159			-1		1			
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	4	НГРЭС ВН 220 кВ - Г3	0,60	27,50	19,2	0,073			209	-47	564		0,57	26,26
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	9	НГРЭС ВН 220 кВ - ОП1	0,39	1,72	-10,6				-237	24	626	90,8	0,46	2,02
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	10	НГРЭС ВН 220 кВ - ОП2	0,39	1,72	-10,6				-232	24	613	88,9	0,44	1,94
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	11	ОП1 - ПС НПС-19	96,80	3,48	-21,1				-3		7	1,0	0,01	
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	11	ОП2 - ПС НПС-19	98,01	3,52	-21,1				-3		7	1,0	0,01	
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	12	ОП1 - ПС Тында	16,13	70,61	-486,0				-234	25	619	89,8	18,42	80,64
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	12	ОП2 - ПС Тында	16,48	72,16	-486,0				-229	25	607	87,9	18,05	79,00
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	29	ПС Тында - НЕЙТР АТ1 Т...	1,40	104,00	5,9	1,000	8	1	-19	4	50		0,01	0,78
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	29	31	НЕЙТР АТ1 ТЫНДА - СН 1...	2,80			0,500			-17	5	45		0,01	
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р	29	32	НЕЙТР АТ1 ТЫНДА - НН 3...	2,80	195,60		0,159			-2	5				0,02
19	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	30	ПС Тында - НЕЙТР АТ2 Т...	1,40	104,00	5,9	1,000	8	1	-19	4	50		0,01	0,78
20	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	31	НЕЙТР АТ2 ТЫНДА - СН 1...	1,40			0,500			-17	5	45		0,01	
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	32	НЕЙТР АТ2 ТЫНДА - НН 3...	2,80	195,60		0,159			-2	5				0,02
22	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	12	13	ПС Тында - ПС Хорогочи	7,31	32,00	-197,0				-21	42	122	17,6	0,27	1,17
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	33	ПС Хорогочи - НЕЙТР Т1 ...	5,70	275,00	5,7	1,000	8	1	-1	-1	4			0,01
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	35	НЕЙТР Т1 ХОРОГОЧИ - С...	5,70			0,159			-1	1	4			
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	36	НЕЙТР Т1 ХОРОГОЧИ - Н...	5,70	148,00		0,045			-1	-2	5			0,01
26	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	34	ПС Хорогочи - НЕЙТР 2 Х...	5,70	275,00	5,7	1,000	8	1	-1	-1	4			0,01
27	<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	35	НЕЙТР 2 ХОРОГОЧИ - СН ...	5,70			0,159			-1	-2	5			
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	36	НЕЙТР 2 ХОРОГОЧИ - НН ...	5,70	148,00		0,045				1	4			0,01
29	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	14	ПС Хорогочи - ПС Лопча	8,30	36,34	-124,0				-18	34	99	14,3	0,21	0,92
30	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	37	ПС Лопча - НЕЙТР Т1 ЛО...	5,70	275,00	5,7	1,000	8	1	-1	-4	11			0,09
31	<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	39	НЕЙТР Т1 ЛОПЧА - СН 35...	5,70			0,159				-4	10			
32	<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	40	НЕЙТР Т1 ЛОПЧА - НН 10...	5,70	148,00		0,045			-1	1				
33	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	38	ПС Лопча - НЕЙТР Т2 ЛО...	5,70	275,00	5,7	1,000	8	1	-1	-4	11			0,09
34	<input type="checkbox"/>		Тр-р	38	39	НЕЙТР Т2 ЛОПЧА - СН 35...	5,70			0,159				-4	10			
35	<input type="checkbox"/>		Тр-р	38	40	НЕЙТР Т2 ЛОПЧА - НН 10...	5,70	148,00		0,045			-1	1				
36	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	14	15	ПС Лопча - ПС Юктали	13,83	60,53	-272,0				-16	37	102	14,8	0,30	1,33
37	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15	41	ПС Юктали - НЕЙТР Т1 Ю...	5,70	275,00	5,7	1,000	8	1	-2	-3	9			0,06
38	<input type="checkbox"/>		Тр-р	41	43	НЕЙТР Т1 ЮКТАЛИ - СН 3...	5,70			0,159			-1	-3	7			
39	<input type="checkbox"/>		Тр-р	41	44	НЕЙТР Т1 ЮКТАЛИ - НН 1...	5,70	148,00		0,045			-1	2				
40	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15	42	ПС Юктали - НЕЙТР Т2 Ю...	5,70	275,00	5,7	1,000	8	1	-2	-3	9			0,06
41	<input type="checkbox"/>		Тр-р	42	43	НЕЙТР Т2 ЮКТАЛИ - СН 3...	5,70			0,159			-1	-3	7			
42	<input type="checkbox"/>		Тр-р	42	44	НЕЙТР Т2 ЮКТАЛИ - НН 1...	5,70	148,00		0,045			-1	2				
43	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	16	ПС Юктали - ОП3	8,40	36,77	-226,0				-12	30	80	11,6	0,11	0,48
44	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	17	ОП3 - ПС Олёкма	4,79	20,98	-2,6								0,1	
45	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	18	ОП3 - ПС Хани	4,79	20,98	-229,0				-12	18	52	7,5	0,02	0,10
46	<input type="checkbox"/>		Тр-р	18	48	ПС Хани - НЕЙТР Т1 ХАНИ	5,70	275,00	5,7	1,000	8	1	-2	-3	8			0,05
47	<input type="checkbox"/>		Тр-р	48	50	НЕЙТР Т1 ХАНИ - СН 35 к...	5,70			0,159			-1	2				
48	<input type="checkbox"/>		Тр-р	48	51	НЕЙТР Т1 ХАНИ - НН 10 к...	5,70	148,00		0,045			-1	-3	6			0,02
49	<input type="checkbox"/>		Тр-р	18	49	ПС Хани - НЕЙТР Т2 ХАНИ	5,70	275,00	5,7	1,000	8	1	-2	-3	8			0,05
50	<input type="checkbox"/>		Тр-р	49	50	НЕЙТР Т2 ХАНИ - СН 35 к...	5,70			0,159			-1	2				
51	<input type="checkbox"/>		Тр-р	49	51	НЕЙТР Т2 ХАНИ - НН 10 к...	5,70	148,00		0,045			-1	-3	6			0,02
52	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	18	19	ПС Хани - ПС Чара 220 кВ	0,10	54,01	-232,0				-9	11	34	4,9		0,09
53	<input type="checkbox"/>		Тр-р	19	21	ПС Чара 220 кВ - нейтр а...	1,40	104,00	5,9	1,000	8	1	-3	-1	7			0,01
54	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	20	нейтр ат1 чара - ПС Чар...	1,40			0,500					1			
55	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	23	нейтр ат1 чара - нн чара...	2,80	195,60		0,159			-2	-1	5			0,02
56	<input type="checkbox"/>		Тр-р	19	22	ПС Чара 220 кВ - нейтр а...	1,40	104,00	5,9	1,000	8	1	-3	-1	7			0,01
57	<input type="checkbox"/>		Тр-р	22	20	нейтр ат2 чара - ПС Чар...	1,40			0,500					1			
58	<input type="checkbox"/>		Тр-р	22	23	нейтр ат2 чара - нн чара...	2,80	195,60		0,159			-2	-1	5			0,02

Рисунок А. 2 – Нормальный режим. Ветви

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	I max	I загр.	dP	dQ
59	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	24	ПС Чара 220 кВ - ПС Кув...	13,87	63,96	-94,0				-4		16	2,3	0,01	0,02
60	<input type="checkbox"/>		Тр-р	24	52	ПС Куанда - НЕЙТР Т1 К...	5,70	275,00	5,7	1,000	8	1	-1	-3	7			0,03
61	<input type="checkbox"/>		Тр-р	52	54	НЕЙТР Т1 КУАНДА - СН 3...	5,70			0,159			-1	-2	6			
62	<input type="checkbox"/>		Тр-р	52	55	НЕЙТР Т1 КУАНДА - НН 1...	5,70	148,00		0,045			-1		1			
63	<input type="checkbox"/>		Тр-р	24	53	ПС Куанда - НЕЙТР Т2 К...	5,70	275,00	5,7	1,000	8	1	-1	-3	7			0,03
64	<input type="checkbox"/>		Тр-р	53	54	НЕЙТР Т2 КУАНДА - СН 3...	5,70			0,159			-1	-2	6			
65	<input type="checkbox"/>		Тр-р	53	55	НЕЙТР Т2 КУАНДА - НН 1...	5,70	148,00		0,045			-1		1			
66	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	24	25	ПС Куанда - ПС Таксимо ...	8,73	38,21	-137,0				-1		20	2,8		0,01
67	<input type="checkbox"/>		Тр-р	25	26	ПС Таксимо 220 кВ - ней...	1,40	104,00	6,0	1,000	8	1	-1	-8	20			0,11
68	<input type="checkbox"/>		Тр-р	26	27	нейтр ат 1 таксимо - ПС ...	1,40			0,500			1	-7	17			
69	<input type="checkbox"/>		Тр-р	26	56	нейтр ат 1 таксимо - НН ...	2,80	195,60		0,159			-2	-1	5			0,01
70	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	27	Заб СИСТЕМА 110 Кв - П...	1,00	1,00	-99,0					13	65	9,5	0,01	0,01
71	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	27	20	ПС Таксимо 110 кВ - ПС ...	23,36	102,27	-329,0				1	5	24	3,5	0,01	0,05
72	<input type="checkbox"/>		Тр-р	23	47	нн чара 35 кВ - НН 10 кВ ...	0,25	5,10	6,0	0,286					6			
73	<input type="checkbox"/>		Тр-р	23	47	нн чара 35 кВ - НН 10 кВ ...	0,25	5,10	6,0	0,286					8			

Рисунок А. 3 – Нормальный режим. Ветви

# Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

## РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

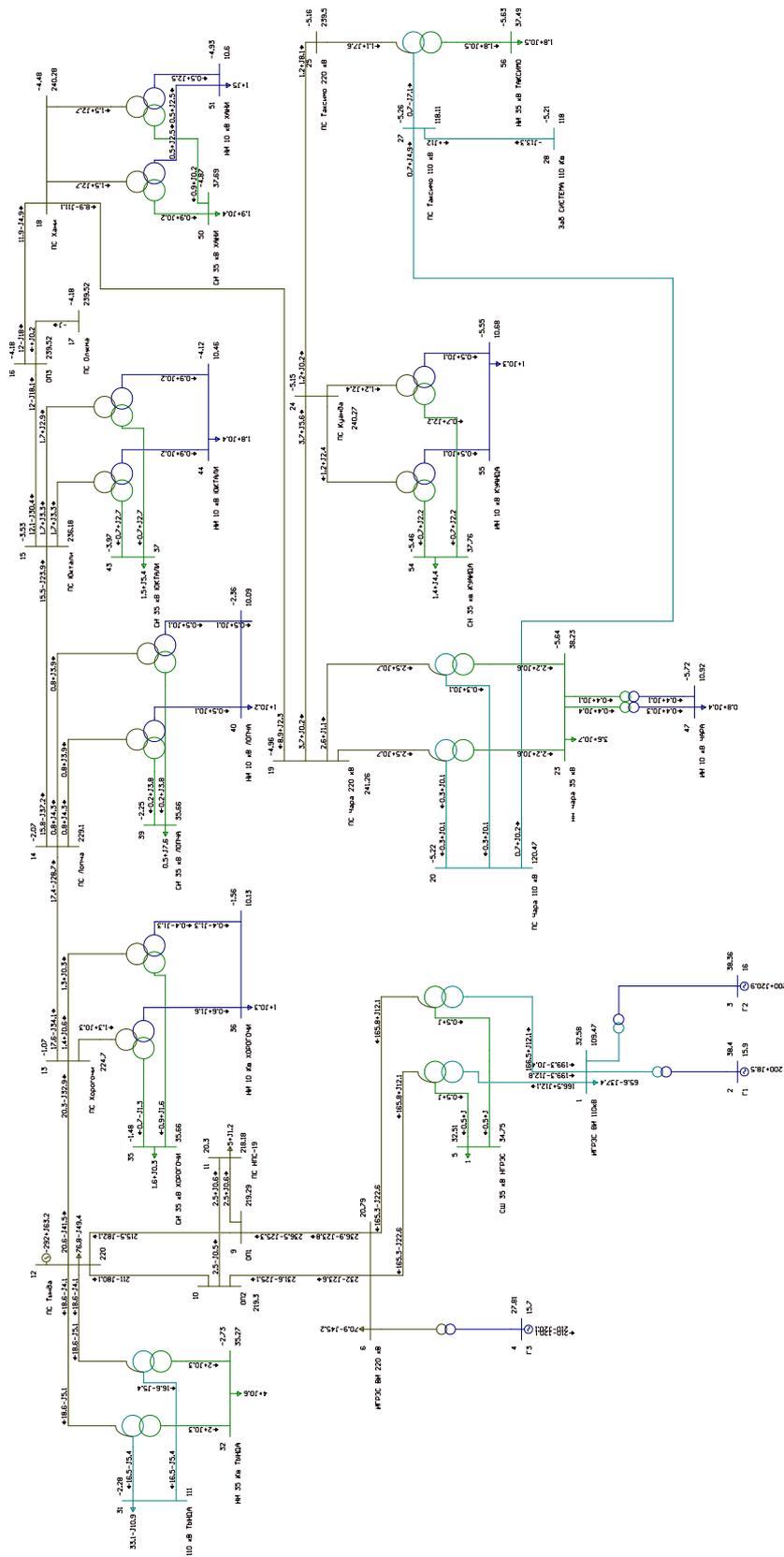


Рисунок А. 4 – Нормальный режим. Графика

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		15	ПС Юктали	220	236,18	7,35
2		16	ОПЗ	220	239,52	8,87
3		17	ПС Олёкма	220	239,52	8,87
4		18	ПС Хани	220	240,28	9,22
5		19	ПС Чара 220 кВ	220	241,26	9,66
6		20	ПС Чара 110 кВ	110	120,47	9,52
7		21	нейтр ат 1 чара	220	240,94	9,52
8		22	нейтр ат 2 чара	220	240,94	9,52
9		23	нн чара 35 кВ	35	38,23	9,24
10		24	ПС Куанда	220	240,27	9,22
11		25	ПС Таксимо 220 кВ	220	239,57	8,90
12		26	нейтр ат 1 таксимо	220	236,21	7,37
13		27	ПС Таксимо 110 кВ	110	118,11	7,37
14		28	Заб СИСТЕМА 110 Кв	110	118,00	7,27
15		41	НЕЙТР Т1 ЮКТАЛИ	220	232,70	5,77
16		42	НЕЙТР Т2 ЮКТАЛИ	220	232,70	5,77
17		43	СН 35 кВ ЮКТАЛИ	35	37,00	5,70
18		47	НН 10 кВ ЧАРА	10	10,92	9,20
19		48	НЕЙТР Т1 ХАНИ	220	237,09	7,77
20		49	НЕЙТР Т2 ХАНИ	220	237,09	7,77
21		50	СН 35 кВ ХАНИ	35	37,69	7,69
22		51	НН 10 кВ ХАНИ	10	10,60	5,98
23		52	НЕЙТР Т1 КУАНДА	220	237,52	7,96
24		53	НЕЙТР Т2 КУАНДА	220	237,52	7,96
25		54	СН 35 кВ КУАНДА	35	37,76	7,89
26		55	НН 10 кВ КУАНДА	10	10,68	6,84
27		56	НН 35 кВ ТАКСИМО	35	37,49	7,11

Рисунок А. 5 – Нормальный режим. Напряжения

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	Идоп_расч_ДДТН	I/I_dop_ДДТН
1	6	9	НГРЭС ВН 220 кВ - ОП1	626	626	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	90,8
2	6	10	НГРЭС ВН 220 кВ - ОП2	613	613	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	88,9
3	9	11	ОП1 - ПС НПС-19	7	7	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	1,0
4	10	11	ОП2 - ПС НПС-19	7	7	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	1,0
5	9	12	ОП1 - ПС Тында	619	605	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	89,8
6	10	12	ОП2 - ПС Тында	607	592	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	87,9
7	12	13	ПС Тында - ПС Хорогочи	122	99	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	17,6
8	13	14	ПС Хорогочи - ПС Лопча	99	85	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	14,3
9	14	15	ПС Лопча - ПС Юктали	102	70	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	14,8
10	15	16	ПС Юктали - ОП3	80	52	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	11,6
11	16	17	ОП3 - ПС Олёкма			ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	0,1
12	16	18	ОП3 - ПС Хани	52	31	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	7,5
13	18	19	ПС Хани - ПС Чара 220 кВ	34	22	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	4,9
14	19	24	ПС Чара 220 кВ - ПС Куанда	9	16	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	2,3
15	24	25	ПС Куанда - ПС Таксимо 220 кВ	3	20	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	2,8
16	28	27	Заб СИСТЕМА 110 Кв - ПС Таксимо 110 кВ	65	59	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	9,5
17	27	20	ПС Таксимо 110 кВ - ПС Чара 110 кВ	24	4	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	3,5

Рисунок А.6 – Нормальный режим. Токовая загрузка ЛЭП



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		13	ПС Хорогочи	220	247,70	12,59
2		14	ПС Лопча	220	247,42	12,47
3		15	ПС Юктали	220	246,22	11,92
4		16	ОПЗ	220	244,34	11,06
5		17	ПС Олёкма	220	244,35	11,07
6		18	ПС Хани	220	242,10	10,05
7		19	ПС Чара 220 кВ	220	234,31	6,51
8		20	ПС Чара 110 кВ	110	116,50	5,91
9		21	нейтр ат 1 чара	220	232,99	5,90
10		22	нейтр ат 2 чара	220	232,99	5,90
11		23	нн чара 35 кВ	35	36,96	5,61
12		33	НЕЙТР Т1 ХОРОГОЧИ	220	247,31	12,42
13		34	НЕЙТР 2 ХОРОГОЧИ	220	247,32	12,42
14		35	СН 35 кВ ХОРОГОЧИ	35	39,32	12,34
15		36	НН 10 Кв ХОРОГОЧИ	10	11,17	11,74
16		37	НЕЙТР Т1 ЛОПЧА	220	242,99	10,45
17		38	НЕЙТР Т2 ЛОПЧА	220	242,99	10,45
18		39	СН 35 кВ ЛОПЧА	35	38,63	10,38
19		40	НН 10 кВ ЛОПЧА	10	10,93	9,31
20		41	НЕЙТР Т1 ЮКТАЛИ	220	242,89	10,40
21		42	НЕЙТР Т2 ЮКТАЛИ	220	242,89	10,40
22		43	СН 35 кВ ЮКТАЛИ	35	38,62	10,33
23		44	НН 10 кВ ЮКТАЛИ	10	10,92	9,23
24		47	НН 10 кВ ЧАРА	10	10,56	5,58
25		48	НЕЙТР Т1 ХАНИ	220	238,93	8,61
26		49	НЕЙТР Т2 ХАНИ	220	238,93	8,61
27		50	СН 35 кВ ХАНИ	35	37,99	8,53
28		51	НН 10 кВ ХАНИ	10	10,68	6,81

Рисунок А. 8 – Отключение ВЛ 220 кВ ПС Тында – ПС Хорогочи. Напряжения

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	к...	Идоп_расч_ДДТН	I/I_dop_ДДТН
1	6	9	НГРЭС ВН 220 кВ - ОП1	626	626	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	90,8
2	6	10	НГРЭС ВН 220 кВ - ОП2	613	613	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	88,9
3	9	11	ОП1 - ПС НПС-19	7	7	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	1,0
4	10	11	ОП2 - ПС НПС-19	7	7	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	1,0
5	9	12	ОП1 - ПС Тында	619	605	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	89,8
6	10	12	ОП2 - ПС Тында	607	592	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	87,9
7	12	13	ПС Тында - ПС Хорогочи			ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	
8	13	14	ПС Хорогочи - ПС Лопча	7	16	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	2,3
9	14	15	ПС Лопча - ПС Юктали	12	35	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	5,0
10	15	16	ПС Юктали - ОПЗ	25	53	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	7,7
11	16	17	ОПЗ - ПС Олёкма			ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	0,1
12	16	18	ОПЗ - ПС Хани	53	84	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	12,2
13	18	19	ПС Хани - ПС Чара 220 кВ	72	102	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	14,8
14	19	24	ПС Чара 220 кВ - ПС Куа...	88	100	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	14,5
15	24	25	ПС Куанда - ПС Таксимо ...	90	106	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	15,3
16	28	27	Заб СИСТЕМА 110 Кв - П...	26	20	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	3,8
17	27	20	ПС Таксимо 110 кВ - ПС ...	47	27	ВН	<input type="checkbox"/>	690,0	6,8

Рисунок А. 9 – Отключение ВЛ 220 кВ ПС Тында – ПС Хорогочи. Токовая нагрузка ЛЭП.

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

### РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/л	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.	dP	dQ
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	2	НГРЭС ВН 110кВ - Г1	0,15	6,10	85,3	0,145			199	-13	1 053		0,50	20,33
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	3	НГРЭС ВН 110кВ - Г2	0,15	6,10	85,3	0,145			199		1 051		0,50	20,26
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	7	НГРЭС ВН 220 кВ - НЕЙТР...	0,55	59,20	10,7	1,000	8	1	165	-23	439		0,32	34,23
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	1	НЕЙТР 1 АТ - НГРЭС ВН 1...	0,48			0,500			166	12	440		0,28	
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	5	НЕЙТР 1 АТ - СШ 35 кВ Н...	3,20	131,00		0,159			-1		1			
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	8	НГРЭС ВН 220 кВ - НЕЙТР...	0,55	59,20	10,7	1,000	8	1	165	-23	439		0,32	34,23
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	1	НЕЙТР 2 АТ - НГРЭС ВН 1...	0,48			0,500			166	12	440		0,28	
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	5	НЕЙТР 2 АТ - СШ 35 кВ Н...	3,20	131,00		0,159			-1		1			
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	4	НГРЭС ВН 220 кВ - Г3	0,60	27,50	19,2	0,073			209	-47	564		0,57	26,26
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	9	НГРЭС ВН 220 кВ - ОП1	0,39	1,72	-10,6				-237	24	626	90,8	0,46	2,02
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	10	НГРЭС ВН 220 кВ - ОП2	0,39	1,72	-10,6				-232	24	613	88,9	0,44	1,94
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	11	ОП1 - ПС НПС-19	96,80	3,48	-21,1				-3		7	1,0	0,01	
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	11	ОП2 - ПС НПС-19	98,01	3,52	-21,1				-3		7	1,0	0,01	
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	12	ОП1 - ПС Тында	16,13	70,61	-486,0				-234	25	619	89,8	18,42	80,64
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	12	ОП2 - ПС Тында	16,48	72,16	-486,0				-229	25	607	87,9	18,05	79,00
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	29	ПС Тында - НЕЙТР АТ1 Т...	1,40	104,00	5,9	1,000	8	1	-19	4	50		0,01	0,78
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	29	31	НЕЙТР АТ1 ТЫНДА - СН 1...	1,40			0,500			-17	5	45		0,01	
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р	29	32	НЕЙТР АТ1 ТЫНДА - НН 3...	2,80	195,60		0,159			-2		5			0,02
19	<input type="checkbox"/>		Тр-р	12	30	ПС Тында - НЕЙТР АТ2 Т...	1,40	104,00	5,9	1,000	8	1	-19	4	50		0,01	0,78
20	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	31	НЕЙТР АТ2 ТЫНДА - СН 1...	1,40			0,500			-17	5	45		0,01	
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	32	НЕЙТР АТ2 ТЫНДА - НН 3...	2,80	195,60		0,159			-2		5			0,02
22	<input type="checkbox"/>	✗	ЛЭП	12	13	ПС Тында - ПС Хорогочи	7,31	32,00	-197,0									
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	33	ПС Хорогочи - НЕЙТР Т1 ...	5,70	275,00	5,7	1,000	8	1	-1	-1	3			0,01
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	35	НЕЙТР Т1 ХОРОГОЧИ - С...	5,70			0,159			-1	2	4			
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р	33	36	НЕЙТР Т1 ХОРОГОЧИ - Н...	5,70	148,00		0,045			-1	-2	5			0,01
26	<input type="checkbox"/>		Тр-р	13	34	ПС Хорогочи - НЕЙТР 2 Х...	5,70	275,00	5,7	1,000	8	1	-1	-1	4			0,01
27	<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	35	НЕЙТР 2 ХОРОГОЧИ - СН ...	5,70			0,159			-1	-2	5			
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р	34	36	НЕЙТР 2 ХОРОГОЧИ - НН ...	5,70	148,00		0,045				2	4			0,01
29	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	13	14	ПС Хорогочи - ПС Лопча	8,30	36,34	-124,0				3	1	16	2,3		0,01
30	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	37	ПС Лопча - НЕЙТР Т1 ЛО...	5,70	275,00	5,7	1,000	8	1	-1	-4	10			0,07
31	<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	39	НЕЙТР Т1 ЛОПЧА - СН 35...	5,70			0,159				-4	9			
32	<input type="checkbox"/>		Тр-р	37	40	НЕЙТР Т1 ЛОПЧА - НН 10...	5,70	148,00		0,045			-1		1			
33	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	38	ПС Лопча - НЕЙТР Т2 ЛО...	5,70	275,00	5,7	1,000	8	1	-1	-4	10			0,07
34	<input type="checkbox"/>		Тр-р	38	39	НЕЙТР Т2 ЛОПЧА - СН 35...	5,70			0,159				-4	9			
35	<input type="checkbox"/>		Тр-р	38	40	НЕЙТР Т2 ЛОПЧА - НН 10...	5,70	148,00		0,045			-1		1			
36	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	14	15	ПС Лопча - ПС Юктали	13,83	60,53	-272,0				4	2	35	5,0	0,01	0,05
37	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15	41	ПС Юктали - НЕЙТР Т1 Ю...	5,70	275,00	5,7	1,000	8	1	-2	-3	9			0,05
38	<input type="checkbox"/>		Тр-р	41	43	НЕЙТР Т1 ЮКТАЛИ - СН 3...	5,70			0,159			-1	-3	7			
39	<input type="checkbox"/>		Тр-р	41	44	НЕЙТР Т1 ЮКТАЛИ - НН 1...	5,70	148,00		0,045			-1		2			
40	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15	42	ПС Юктали - НЕЙТР Т2 Ю...	5,70	275,00	5,7	1,000	8	1	-2	-3	9			0,05
41	<input type="checkbox"/>		Тр-р	42	43	НЕЙТР Т2 ЮКТАЛИ - СН 3...	5,70			0,159			-1	-3	7			
42	<input type="checkbox"/>		Тр-р	42	44	НЕЙТР Т2 ЮКТАЛИ - НН 1...	5,70	148,00		0,045			-1		2			
43	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	16	ПС Юктали - ОП3	8,40	36,77	-226,0				8	-8	53	7,7	0,04	0,16
44	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	17	ОП3 - ПС Олёкма	4,79	20,98	-2,6								0,1	
45	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	16	18	ОП3 - ПС Хани	4,79	20,98	-229,0				8	-21	84	12,2	0,07	0,30
46	<input type="checkbox"/>		Тр-р	18	48	ПС Хани - НЕЙТР Т1 ХАНИ	5,70	275,00	5,7	1,000	8	1	-2	-3	8			0,05
47	<input type="checkbox"/>		Тр-р	48	50	НЕЙТР Т1 ХАНИ - СН 35 к...	5,70			0,159			-1		2			
48	<input type="checkbox"/>		Тр-р	48	51	НЕЙТР Т1 ХАНИ - НН 10 к...	5,70	148,00		0,045			-1	-3	6			0,02
49	<input type="checkbox"/>		Тр-р	18	49	ПС Хани - НЕЙТР Т2 ХАНИ	5,70	275,00	5,7	1,000	8	1	-2	-3	8			0,05
50	<input type="checkbox"/>		Тр-р	49	50	НЕЙТР Т2 ХАНИ - СН 35 к...	5,70			0,159			-1		2			
51	<input type="checkbox"/>		Тр-р	49	51	НЕЙТР Т2 ХАНИ - НН 10 к...	5,70	148,00		0,045			-1	-3	6			0,02
52	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	18	19	ПС Хани - ПС Чара 220 кВ	0,10	54,01	-232,0				11	-28	102	14,8		1,24
53	<input type="checkbox"/>		Тр-р	19	21	ПС Чара 220 кВ - нейтр а...	1,40	104,00	5,9	1,000	8	1	-1	-3	8			0,02
54	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	20	нейтр ат1 чара - ПС Чар...	1,40			0,500			1	-2	7			
55	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	23	нейтр ат1 чара - нн чара...	2,80	195,60		0,159			-2	-1	6			0,02
56	<input type="checkbox"/>		Тр-р	19	22	ПС Чара 220 кВ - нейтр а...	1,40	104,00	5,9	1,000	8	1	-1	-3	8			0,02
57	<input type="checkbox"/>		Тр-р	22	20	нейтр ат2 чара - ПС Чар...	1,40			0,500			1	-2	7			
58	<input type="checkbox"/>		Тр-р	22	23	нейтр ат2 чара - нн чара...	2,80	195,60		0,159			-2	-1	6			0,02

Рисунок А. 10 – Отключение ВЛ 220 кВ ПС Тында – ПС Хорогочи. Ветви

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А  
РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.	dP	dQ
59	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	24	ПС Чара 220 кВ - ПС Куа...	13,87	63,96	-94,0				13	-34	100	14,5	0,37	1,71
60	<input type="checkbox"/>		Тр-р	24	52	ПС Куанда - НЕЙТР Т1 К...	5,70	275,00	5,7	1,000	8	1	-1	-3	8			0,04
61	<input type="checkbox"/>		Тр-р	52	54	НЕЙТР Т1 КУАНДА - СН З...	5,70			0,159			-1	-2	6			
62	<input type="checkbox"/>		Тр-р	52	55	НЕЙТР Т1 КУАНДА - НН 1...	5,70	148,00		0,045			-1		1			
63	<input type="checkbox"/>		Тр-р	24	53	ПС Куанда - НЕЙТР Т2 К...	5,70	275,00	5,7	1,000	8	1	-1	-3	8			0,04
64	<input type="checkbox"/>		Тр-р	53	54	НЕЙТР Т2 КУАНДА - СН З...	5,70			0,159			-1	-2	6			
65	<input type="checkbox"/>		Тр-р	53	55	НЕЙТР Т2 КУАНДА - НН 1...	5,70	148,00		0,045			-1		1			
66	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	24	25	ПС Куанда - ПС Таксимо ...	8,73	38,21	-137,0				16	-31	106	15,3	0,25	1,10
67	<input type="checkbox"/>		Тр-р	25	26	ПС Таксимо 220 кВ - ней...	1,40	104,00	6,0	1,000	8	1	-5	4	16			0,08
68	<input type="checkbox"/>		Тр-р	26	27	нейтр ат1 таксимо - ПС ...	1,40			0,500			-3	5	15			
69	<input type="checkbox"/>		Тр-р	26	56	нейтр ат1 таксимо - НН ...	2,80	195,60		0,159			-2	-1	5			0,01
70	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	28	27	Заб СИСТЕМА 110 Кв - П...	1,00	1,00	-99,0					5	26	3,8		
71	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	27	20	ПС Таксимо 110 кВ - ПС ...	23,36	102,27	-329,0				-3	9	47	6,8	0,10	0,42
72	<input type="checkbox"/>		Тр-р	23	47	нн чара 35 кВ - НН 10 кВ ...	0,25	5,10	6,0	0,286					6			
73	<input type="checkbox"/>		Тр-р	23	47	нн чара 35 кВ - НН 10 кВ ...	0,25	5,10	6,0	0,286					8			

Рисунок А. 11 – Отключение ВЛ 220 кВ ПС Тында – ПС Хорогочи. Ветви

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

### РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	1	НГРЭС ВН 110кВ	110	65,6	-37,4						109,47	-0,48	32,58
2	<input type="checkbox"/>		Ген	2	Г1	16			200,0	8,5	15,9	-50,0	150,0	15,90	0,95	38,40
3	<input type="checkbox"/>		Ген	3	Г2	16			200,0	20,9	16,0	-50,0	150,0	16,00		38,36
4	<input type="checkbox"/>		Ген	4	Г3	16			210,0	-20,1	15,7	-50,0	150,0	15,70	-0,32	27,81
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	СШ 35 кВ НГРЭС	35	1,0							34,75	-0,70	32,51
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	НГРЭС ВН 220 кВ	220	70,9	-45,2						219,52	-0,22	20,79
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	НЕЙТР 1 АТ	220								218,58	-0,64	32,58
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	НЕЙТР 2 АТ	220								218,58	-0,64	32,58
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	ОП1	220								219,29	-0,32	20,30
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	ОП2	220								219,30	-0,32	20,31
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ПС НПС-19	220	5,0	1,2						218,18	-0,83	20,30
12	<input type="checkbox"/>		База	12	ПС Тында	220	76,8	-49,4	-312,6	104,7	220,0	-100,0	-5,0	220,00		
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	ПС Хорогочи	220								247,70	12,59	-9,57
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	ПС Лопча	220								247,42	12,47	-9,46
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	15	ПС Юктали	220								246,22	11,92	-9,13
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	16	ОП3	220								244,34	11,06	-8,75
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	17	ПС Олёкма	220								244,35	11,07	-8,75
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	18	ПС Хани	220								242,10	10,05	-8,46
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	19	ПС Чара 220 кВ	220								234,31	6,51	-7,86
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	20	ПС Чара 110 кВ	110								116,50	5,91	-7,94
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	нейтр ат 1 чара	220								232,99	5,90	-7,95
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	нейтр ат 2 чара	220								232,99	5,90	-7,95
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	нн чара 35 кВ	35	3,6	0,7						36,96	5,61	-8,40
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	24	ПС Куанда	220								225,28	2,40	-6,44
25	<input type="checkbox"/>		База	25	ПС Таксимо 220 кВ	220			20,5	-41,0	220,0			220,00		-5,40
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	26	нейтр ат 1 таксимо	220								221,97	0,90	-5,97
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	27	ПС Таксимо 110 кВ	110								110,98	0,89	-5,98
28	<input type="checkbox"/>		Ген+	28	Заб СИСТЕМА 110 Кв	110				-5,0	118,0	-100,0	-5,0	110,94	0,85	-5,96
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	29	НЕЙТР АТ1 ТЫНДА	220								222,11	0,96	-2,27
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	НЕЙТР АТ2 ТЫНДА	220								222,11	0,96	-2,27
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	СН 110 кВ ТЫНДА	110	33,1	-10,9						111,00	0,91	-2,28
32	<input type="checkbox"/>		Нагр	32	НН 35 Кв ТЫНДА	35	4,0	0,6						35,27	0,77	-2,73
33	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	НЕЙТР Т1 ХОРОГОЧИ	220								247,31	12,42	-9,89
34	<input type="checkbox"/>		Нагр	34	НЕЙТР 2 ХОРОГОЧИ	220								247,32	12,42	-9,91
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	35	СН 35 кВ ХОРОГОЧИ	35	1,6	0,3						39,32	12,34	-9,90
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	36	НН 10 Кв ХОРОГОЧИ	10	1,0	0,3						11,17	11,74	-9,97
37	<input type="checkbox"/>		Нагр	37	НЕЙТР Т1 ЛОПЧА	220								242,99	10,45	-9,64
38	<input type="checkbox"/>		Нагр	38	НЕЙТР Т2 ЛОПЧА	220								242,99	10,45	-9,64
39	<input type="checkbox"/>		Нагр	39	СН 35 кВ ЛОПЧА	35	0,5	7,6						38,63	10,38	-9,61
40	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	НН 10 кВ ЛОПЧА	10	1,0	0,2						10,93	9,31	-9,71
41	<input type="checkbox"/>		Нагр	41	НЕЙТР Т1 ЮКТАЛИ	220								242,89	10,40	-9,55
42	<input type="checkbox"/>		Нагр	42	НЕЙТР Т2 ЮКТАЛИ	220								242,89	10,40	-9,55
43	<input type="checkbox"/>		Нагр	43	СН 35 кВ ЮКТАЛИ	35	1,5	5,4						38,62	10,33	-9,54
44	<input type="checkbox"/>		Нагр	44	НН 10 кВ ЮКТАЛИ	10	1,8	0,4						10,92	9,23	-9,68
45	<input type="checkbox"/>		Нагр	47	НН 10 кВ ЧАРА	10	0,8	0,4						10,56	5,58	-8,48
46	<input type="checkbox"/>		Нагр	48	НЕЙТР Т1 ХАНИ	220								238,93	8,61	-8,84
47	<input type="checkbox"/>		Нагр	49	НЕЙТР Т2 ХАНИ	220								238,93	8,61	-8,84
48	<input type="checkbox"/>		Нагр	50	СН 35 кВ ХАНИ	35	1,9	0,4						37,99	8,53	-8,84
49	<input type="checkbox"/>		Нагр	51	НН 10 кВ ХАНИ	10	1,0	5,0						10,68	6,81	-8,90
50	<input type="checkbox"/>		Нагр	52	НЕЙТР Т1 КУАНДА	220								222,34	1,06	-6,80
51	<input type="checkbox"/>		Нагр	53	НЕЙТР Т2 КУАНДА	220								222,34	1,06	-6,80
52	<input type="checkbox"/>		Нагр	54	СН 35 кВ КУАНДА	35	1,4	4,4						35,35	1,00	-6,78
53	<input type="checkbox"/>		Нагр	55	НН 10 кВ КУАНДА	10	1,0	0,3						10,00		-6,88
54	<input type="checkbox"/>		Нагр	56	НН 35 кВ ТАКСИМО	35	1,8	0,5						35,22	0,63	-6,38

Рисунок А. 12 – Отключение ВЛ 220 кВ ПС Тында – ПС Хорогочи. Узлы

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет капиталовложений и эксплуатационных издержек для варианта организации вставки постоянного тока на ПС Хани 220 кВ

Капиталовложения в строительство линии:

Удельные капиталовложения для ВЛ 220 кВ, не требуются так как ВЛ подведены к ПС.

$$k_{\text{инф}} := 5.5$$

$$K_{\text{ВЛ}} := 0 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

Капиталовложения в трансформаторы:

Капиталовложения в трансформаторы ТРДЦН-220/35 мощностью 160 МВА:

$$k_{\text{Тр160}} := 28106 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{Тр.}} := 2 \cdot k_{\text{Тр160}} \cdot k_{\text{инф}} = 309166 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в ОРУ:

Стоймость ячеики элигазового выключателя 220 кВ:

$$k_{\text{круз.220}} := 22560 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{круз.}} := 2 \cdot k_{\text{круз.220}} \cdot k_{\text{инф}} = 248160 \text{ тыс.руб}$$

Стоимость блока статического компенсатора СТАТКОМ

$$k_{\text{СК}} := 52640$$

$$K_{\text{СК.}} := 2 \cdot k_{\text{СК}} \cdot k_{\text{инф}} = 579040 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты:

Капиталовложения в постоянные затраты для ПС Хани:

$$K_{\text{пост.}} := 33840 \cdot k_{\text{инф}} = 186120 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в противоаварийную автоматику для ПС Хани:

$$K_{\text{па.}} := 837 \cdot k_{\text{инф}} = 4603.5 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ПС:

$$K_{\text{ПС}} := K_{\text{Тр.}} + K_{\text{пост.}} + K_{\text{круз.}} + K_{\text{СК.}} + K_{\text{па.}} = 1327089.5 \text{ тыс.руб}$$

Общие капиталовложения:

$$K_{\text{об}} := K_{\text{ПС}} + K_{\text{ВЛ}} = 1327089.5 \text{ тыс.руб}$$

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Издержки:

Издержки на ремонт и эксплуатацию:

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

$$U_{\text{ЭР}} := \alpha_{\text{рэовл}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{рэопс}} \cdot K_{\text{ПС}} = 78298.28 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$U_{\text{ам.пс}} := \frac{K_{\text{ПС}}}{20} = 66354.475 \text{ тыс.руб.}$$

$$U_{\text{ам.вл}} := \frac{K_{\text{ВЛ}}}{20} = 0 \text{ тыс.руб.}$$

$$U_{\text{АМ}} := U_{\text{ам.пс}} + U_{\text{ам.вл}} = 66354.475 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на потери:

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

$$\Delta P_{\text{сети}} := 41.17 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{\text{сети}} := \Delta P_{\text{сети}} \cdot 8760 = 360649.2 \text{ МВт*ч}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_{\Delta W} := 1.5 \text{ тыс.руб./МВтч}$$

$$U_{\Delta W} := \Delta W_{\text{сети}} \cdot C_{\Delta W} = 540973.8 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$U := U_{\text{АМ}} + U_{\text{ЭР}} + U_{\Delta W} = 685626.556 \text{ тыс.руб.}$$

Загрязнение  $E := 0.1$

$$Z_1 := E \cdot K_{\text{об}} + U = 818335.505 \text{ тыс.руб.}$$

Расчеты выполнены на основании укрупненных стоимостных показателей линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ для электросетевых объектов ОАО "ФСК ЕЭС"

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Расчет надежности

Средняя частота устойчивых отказов линии 220 кВ Хани-Чара:

$$\omega_{\text{ВЛ}} := \frac{0.5}{100} \quad L := 125.9 \text{ км}$$

Средняя время восстановления линии 220 кВ:

$$t_{\text{ВЛвосст}} := 11 \text{ ч}$$

$$\omega_3 := \omega_{\text{ВЛ}} \cdot L = 0.63$$

$$\omega_4 := \omega_3 = 0.63$$

Средняя частота устойчивых отказов трансформаторов 220 кВ:

$$\omega_{\text{ТР}} := 0.035$$

Средняя время восстановления трансформаторов 220 кВ:

$$t_{\text{ТРвосст}} := 60 \text{ ч}$$

Частота и время текущих ремонтов для трансформаторов 220 кВ:

$$\omega_{\text{ТРтек}} := 0.75 \quad t_{\text{ТРтек}} := 28$$

Частота и время капитальных ремонтов для трансформаторов 220 кВ:

$$\omega_{\text{ТРкап}} := 0.166 \quad t_{\text{ТРкап}} := 300$$

Средняя частота устойчивых отказов выключателей 220 кВ:

$$\omega_{\text{Вкз}} := 0.004 \quad \omega_{\text{Вразрыв}} := 0.016$$

Средняя время восстановления выключателей 220 кВ:

$$t_{\text{Ввосст}} := 55 \text{ ч}$$

Вероятность отказа при отключении на коммутационную операцию и КЗ выключателей 220 кВ:

$$\alpha_{\text{ОП}} := 0.004 \quad \alpha_{\text{КЗ}} := 0.006$$

Частота и время текущих ремонтов для выключателей 220 кВ:

$$\omega_{\text{Втек}} := 0.2 \quad t_{\text{Втек}} := 122$$

Частота и время капитальных ремонтов для выключателей 220 кВ:

$$\omega_{\text{Вкап}} := 0.8 \quad t_{\text{Вкап}} := 15$$

Вероятности отказа и безотказной работы элементов схемы:

$$q_{\text{ВЛ}} := \frac{\omega_3 \cdot t_{\text{ВЛвосст}}}{8760} = 7.905 \times 10^{-4}$$

$$p_{\text{ВЛ}} := 1 - q_{\text{ВЛ}} = 0.99921$$

$$q_{\text{ТР}} := \frac{\omega_{\text{ТР}} \cdot t_{\text{ТРвосст}}}{8760} = 2.397 \times 10^{-4}$$

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

### Расчет надежности

$$p_{TP} := 1 - q_{TP} = 0.99976$$

$$q_{BK3} := \frac{\omega_{BK3} \cdot t_{Bвосст}}{8760} = 2.511 \times 10^{-5}$$

$$q_{Bразрыв} := \frac{\omega_{Bразрыв} \cdot t_{Bвосст}}{8760} = 1.005 \times 10^{-4}$$

$$p_{BK3} := 1 - q_{BK3} = 0.99997$$

$$p_{Bразрыв} := 1 - q_{Bразрыв} = 0.9999$$

Дополнительные параметры для выключателей:

$$N_{оп} := 1 \quad T_{оп} := 45 \quad a := 1 \quad k_{апв} := 0.8$$

$$q_1 := q_{BK3} + \alpha_{K3} \cdot (1 + a \cdot k_{апв}) \cdot (q_{BK3} \cdot q_{ВЛ}) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot \frac{T_{оп}}{8760} = 4.5662 \times 10^{-5}$$

$$q_3 := q_1 = 4.566 \times 10^{-5}$$

$$q_5 := q_1 = 4.566 \times 10^{-5}$$

$$q_6 := q_{BK3} + \alpha_{K3} \cdot (1 + a \cdot k_{апв}) \cdot (q_{BK3} \cdot q_{TP}) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot \frac{T_{оп}}{8760} = 4.566 \times 10^{-5}$$

$$q_9 := q_6 = 4.5662 \times 10^{-5}$$

$$q_{10} := q_6 = 4.566 \times 10^{-5}$$

Определяем вероятность отказа и безотказной работы схемы, состоящей из последовательно и параллельно соединенных элементов:

$$q_{Э1} := (q_1 + q_{ВЛ} + q_5 + q_9 + q_{TP}) + (q_1 + q_6 + q_{TP} + q_{ВЛ} + q_{10}) = 2.334 \times 10^{-3}$$

$$q_{Э2} := (q_3 + q_{ВЛ} + q_6 + q_{10} + q_{TP}) + (q_3 + q_5 + q_{TP} + q_{ВЛ} + q_9) = 2.334 \times 10^{-3}$$

$$q_C := q_{Э1} \cdot q_{Э2} = 5.449 \times 10^{-6}$$

$$\omega_{Э1} := (\omega_{BK3} + \omega_{ВЛ} + \omega_{BK3} + \omega_{BK3} + \omega_{TP}) + (\omega_{BK3} + \omega_{ВЛ} + \omega_{BK3} + \omega_{TP} + \omega_{BK3}) = 0.104$$

$$\omega_{Э2} := (\omega_{BK3} + \omega_{ВЛ} + \omega_{BK3} + \omega_{BK3} + \omega_{TP}) + (\omega_{BK3} + \omega_{ВЛ} + \omega_{BK3} + \omega_{TP} + \omega_{BK3}) = 0.104$$

$$\omega_C := \omega_{Э1} \cdot \omega_{Э2} = 0.011$$

Определим среднее время восстановления каждой цепи:

$$t_B := \frac{q_{Э1}}{\omega_{Э1}} \cdot 8760 = 196.625 \quad \text{ч}$$

$$t_{пр1} := t_{TPвосст}$$

Определяем параметр потока отказов системы из двух параллельных цепочек

$$\omega_C := \omega_{Э1} \cdot q_{Э1} + \omega_{Э2} \cdot q_{Э2} + \frac{2 \cdot t_B}{8760} = 0.045$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчет надежности

Определение средней вероятности состояния отказа или коэффициент простоя системы:

$$K_{np1} := 1 - e^{-\frac{t_{np1}}{t_B}} \quad K_{np1} = 0.263$$

$$K_{np2} := 1 - e^{-\frac{t_{np1}}{t_B}} \quad K_{np2} = 0.263$$

$$K_{nc} := \omega_C \cdot \frac{t_B}{8760} = 2.428 \times 10^{-4}$$

Среднее время б/о работы:

$$T_c := \frac{1}{\omega_C} = 22.038 \text{ лет}$$

Расчетное время б/о работы:

$$\alpha := 0.105$$

$$T_p := 0.105 \cdot T_c = 2.314 \text{ лет}$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{vc} := \frac{K_{nc}}{\omega_C} \cdot 8760 = 46.867 \text{ часов}$$

Удельный годовой ущерб:

$$Y_0 := 7 \text{ тыс/кВт*год}$$

$$\varepsilon_n := 1 \quad P_{нб} := 200000 \text{ кВт}$$

Среднегодовой ущерб от недоотпуска электроэнергии:

$$Y := \frac{(\omega_C \cdot t_{vc} \cdot P_{нб} \cdot \varepsilon_n \cdot Y_0 \cdot 64)}{1000} = 1.906 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$