

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

 Н.В. Савина

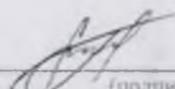
« 22 » 06 2020 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Выбор источников реактивной мощности с применением инновационных технологий на примере транзита 220 кВ Магдагачи – Сковородино – Ерофей Павлович/т

Исполнитель

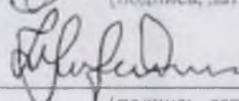
студент группы 842-ом1

 09.06.2020
(подпись, дата)

Е.Д. Шмелёв

Руководитель

канд. техн. наук, профессор

 10.06.2020
(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Руководитель научного

содержания программы

магистратуры

доктор техн. наук, профессор

 15.06.2020
(подпись, дата)

Н.В. Савина

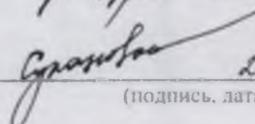
Нормоконтроль

ст. преподаватель

 18.06.2020
(подпись, дата)

Н.С. Бодруг

Рецензент

 25.06.2020
(подпись, дата)

Е.А. Григорьева

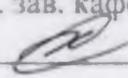
Благовещенск 2020

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

 Н.В. Савина

«26» 04 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К магистерской диссертации студента Шмелёва Евгения Дмитриевича

1. Тема магистерской диссертации: Выбор источников реактивной мощности с применением инновационных технологий на примере транзита 220 кВ Магдагачи – Сквородино – Ерофей Павлович/т.

(утверждено приказом от 10.03.2020 № 448-44)

2. Срок сдачи студентом законченной диссертации 10.06.2020.

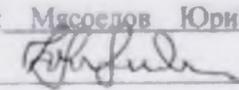
3. Исходные данные к магистерской диссертации: материал, собранный во время прохождения преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Структурный анализ электрической сети, расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов, характеристика современных источников реактивной мощности, выбор источников реактивной мощности, оптимизация режима, расчет капиталовложений

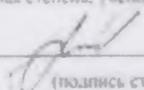
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) графическая часть однолинейной схемы электрической сети, схема потокораспределения нормального режима

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

7. Дата выдачи задания 15.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович,
профессор, кандидат технических наук 

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

Задание принял к исполнению (дата): 15.03.2020 

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 90 с., 10 рисунков, 44 таблицы, 52 источника.

БАТАРЕИ СТАТИЧЕСКИХ КОНДЕНСАТОРОВ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ОПТИМИЗАЦИЯ, ЦЕЛЕВАЯ ФУНКЦИЯ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, СТАТИЧЕСКИЙ ТИРИСТОРНЫЙ КОМПЕНСАТОР.

В магистерской диссертации выполнена компенсация реактивной мощности на транзите 220 кВ Магдагачи – Сковородино – Ерофей Павлович/т. Выбран эквивалент электрической сети, выполнен структурный анализ. Произведен расчет нормального и послеаварийного режимов, выполнен анализ режимов и выявлены слабые места электрической сети данного района.

Расчеты режимов проводились с использованием программно-вычислительного комплекса RastrWin. Рассмотрены методы компенсации реактивной мощности в сложных сетях. Оптимизационная задача компенсации реактивной мощности решена с помощью программно-вычислительного комплекса RastrWin. Рассмотрены современные устройства компенсации реактивной мощности и выбран оптимальный вариант.

СОДЕРЖАНИЕ

Нормативные ссылки	6
Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика объекта исследования	10
1.1 Структурный анализ участка электрической сети	10
1.1.1 Структурный анализ источников питания	12
1.1.2 Структурный анализ линий электропередачи	17
1.1.3 Анализ подстанций	19
1.1.4 Оснащенность устройствами КРМ	21
1.1.5 Подробный анализ ПС Сковородино	21
1.2 Подготовка исходных данных для расчета режима	27
1.3 Расчет и анализ нормального режима электрической сети (зима)	26
1.4 Расчет и анализ нормального режима электрической сети (лето)	40
1.5 Расчет и анализ послеаварийного режима электрической сети	44
2 Характеристика современных источников реактивной мощности	52
3 Разработка вариантов компенсации реактивной мощности	61
3.1 Техническая проработка первого варианта	62
3.1.1 Расчет и анализ нормального режима электрической сети	63

3.1.2 Расчет и анализ послеаварийного режима электрической сети	65
3.2 Техническая проработка второго варианта	66
3.2.1 Методы выбора места размещения источников реактивной мощности	66
3.2.2 Оптимизация режима в ПВК RastrWin	69
3.2.3 Расчет и анализ нормального режима электрической сети	77
3.2.4 Расчет и анализ послеаварийного режима электрической сети	79
4 Технико-экономическое сравнение вариантов	81
4.1 Расчет капиталовложений	81
4.2 Расчет издержек	82
4.3 Расчет среднегодовых затрат	83
Заключение	85
Библиографический список	86

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей магистерской диссертации использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

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.»

ГОСТ Р 57382-2017 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений.

ГОСТ Р 56303-2014 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АСК – асинхронизированный компенсатор;
- АТ – автотрансформатор;
- БСК – батареи статических конденсаторов;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ИРМ – источник реактивной мощности;
- КВЛ – кабельно-воздушная линия;
- КРМ – компенсация реактивной мощности;
- КУ – компенсирующее устройство;
- НН – низкое напряжение;
- НПС – нефтеперекачивающая станция;
- ПС – подстанция;
- РПН – регулирование под нагрузкой;
- РУ – распределительное устройство;
- СД – синхронный двигатель;
- СК – синхронный компенсатор;
- СН – среднее напряжение;
- СТ – силовой трансформатор;
- СТК – статический тиристорный компенсатор;
- ТРГ – тиристорно-реакторная группа;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТТ – трансформатор тока;
- УШР – управляемый шунтирующий реактор;
- ФКЦ – фильтрокомпенсирующие цепи.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время идет активный рост потребления реактивной мощности по причине внедрения современных электротехнических и радиотехнических устройств, таких как: системы освещения и рекламы, кондиционирования, импульсные блоки питания, частотные преобразователи электроприводов и т.д. Также уже существующие предприятия с асинхронными двигателями, вентильными преобразователями, индукционными печами, а также железнодорожный транспорт которые являются крупными потребителями реактивной мощности.

В свою очередь реактивная мощность ухудшает показатели работы энергосистемы, вызывает дополнительные потери, увеличивает падение напряжения в сетях, снижает пропускную способность линий электропередачи. Для решения данной проблемы используется компенсация реактивной мощности.

Компенсация реактивной мощности это воздействие на баланс реактивной мощности в энергосистеме. Одна из главных задач компенсации реактивной мощности это выбор места расположения, типа и номинальной мощности устройств компенсации реактивной мощности.

Объектом исследования магистерской диссертации является транзит 220 кВ Магдагачи – Сквородино – Ерофей Павлович/т, расположенный в Амурской области. Предметом данного исследования является компенсация реактивной мощности.

Цель магистерской диссертации – выбор источников реактивной мощности с применением инновационных технологий на примере транзита 220 кВ Магдагачи – Сквородино – Ерофей Павлович/т

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить ряд задач:

1. Произвести структурный анализ выбранного участка электрической сети;

2. Выполнить расчет нормального и послеаварийного режимов, произвести анализ и выявить проблемы выбранного транзита;

3. Предложить варианты компенсации реактивной мощности;

4. Рассмотреть методы оптимизации электроэнергетических режимов по реактивной мощности. Выявить место расположение и мощность установки устройств компенсации реактивной мощности;

5. Проанализировать современные устройства компенсации реактивной мощности и выбрать оптимальный вариант для данного участка электрической сети;

6. Выбрать один из предложенных вариантов на основании технико-экономического сравнения.

Практическая значимость работы состоит в разработке вариантов компенсации реактивной мощности и дальнейшего выбора оптимального варианта в результате технико-экономического сравнения результатов. Компенсация реактивной мощности позволяет стабилизировать напряжения, снизить потери, увеличить пропускную способность линий.

Проект разработан в операционной системе Windows 10 с использованием лицензионных программно-вычислительных комплексов RastrWin3 и Mathcad15.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

Транзит 220 кВ Магдагачи – Сквородино – Ерофей Павлович/т является частью энергосистемы Амурской области. Данный транзит питает электрифицированный железнодорожный транспорт, объекты нефтепроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан», а также объект добывающей промышленности – ООО «Березитовый рудник».

Основная трудность состоит в том, что данный транзит питает электрифицированный железнодорожный транспорт, который является крупным потребителем с переменной нагрузкой и негативно сказывается на качестве электрической энергии.

Для выявления особенностей объекта исследования выполним структурный анализ участка сети. Для начала выделим источники питания и участок электрической сети для дальнейшего анализа.

1.1 Структурный анализ участка электрической сети

Транзит 220 кВ Магдагачи – Сквородино – Ерофей Павлович/т получает питание от Нерюнгринской ГРЭС по двум КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында, далее по двум КВЛ 220 кВ Тында – Сквородино. От Зейской ГЭС по линиям ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи и через транзит 220 кВ Магдагачи – Ключевая – Светлая – Зейская ГЭС. Также есть связь ПС Тында с Зейской ГЭС через транзит 220 кВ Тында – Дипкун – Тутаул – Призейская – Зейская ГЭС. Произведем структурный анализ участка сети ограниченного этими двумя источниками генерации.

Связь Амурской энергосистемы и энергосистемы Забайкальского края осуществляется по ВЛ 220 кВ Хани – Чара, ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович – Чичатка и ВЛ 220 кВ Аячи/т – Амазар. Поскольку в Амурской энергосистеме избыток генерирующих мощностей передача электроэнергии в нормальном режиме идет из Амурской области в Забайкальский край.

Структурный анализ состоит из анализа источников питания, анализа линий электропередач, подробного анализа подстанций.

На рисунке 1 представлен граф рассматриваемой электрической сети.

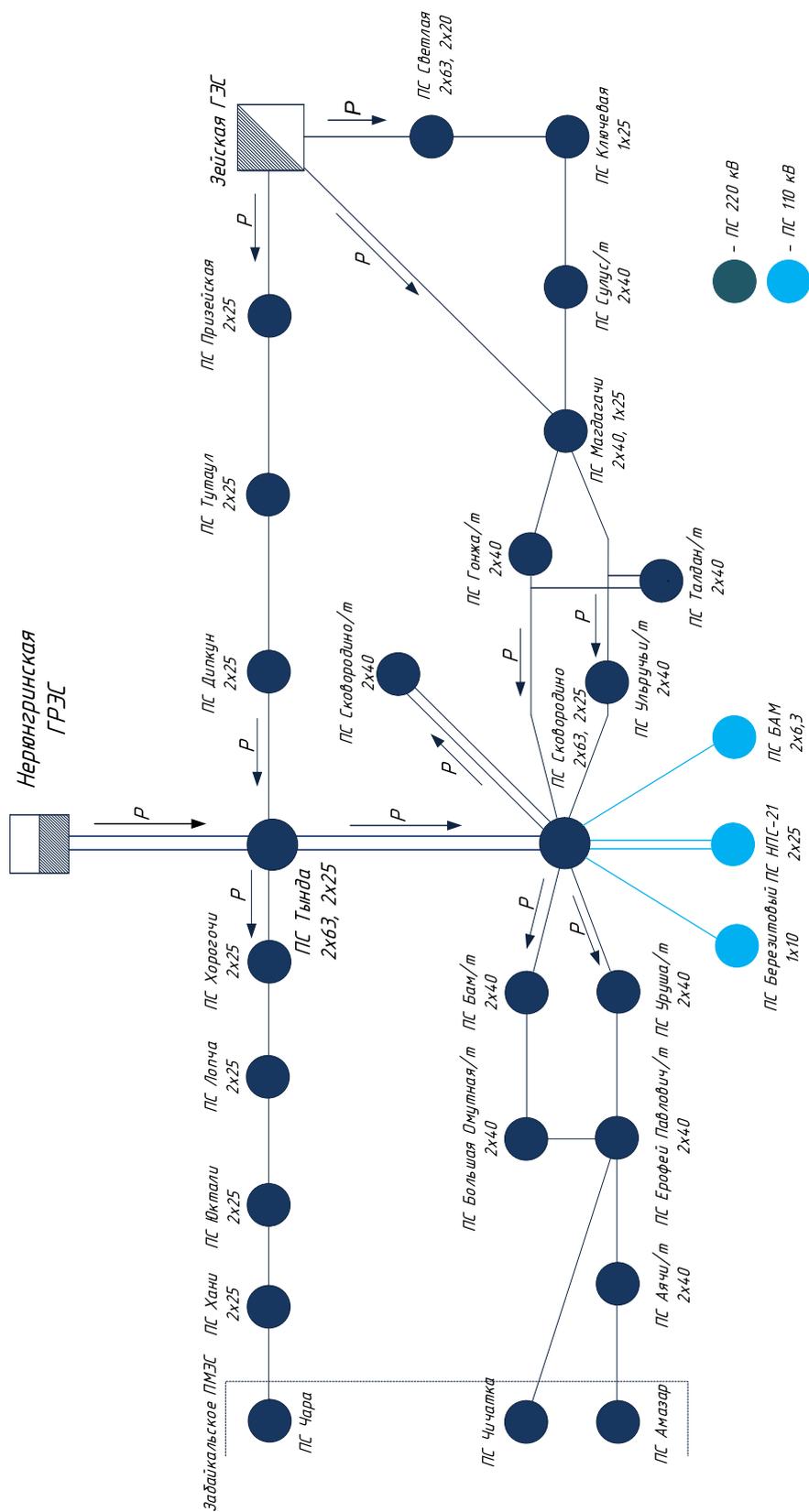


Рисунок 1 – Граф электрической сети

1.1.1 Структурный анализ источников питания

Нерюнгринская ГРЭС расположена в поселке Серебряный бор, Нерюнгринского района Республики Саха (Якутия). Представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Тепловая схема станции – блочная.

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

Первый турбоагрегат был запущен в декабре 1983 года, второй – в 1984 году и третий – в 1985 году.

Основное энергетическое оборудование НГРЭС включает в себя:

- три котлоагрегата ТПЕ-214 СЗХЛ производства Таганрогского котельного завода производительностью;
- турбины 1хЛ-210-130-3, 2хТ-180/210-130-3 производства Ленинградского завода номинальной электрической мощностью 210 МВт;
- генераторы 3хТГВ-200-2МУЗ производства Харьковского завода «Электротяжмаш» с тиристорным возбуждением, водородно-водяным охлаждением и напряжением на выводах 15,75 кВ [30].

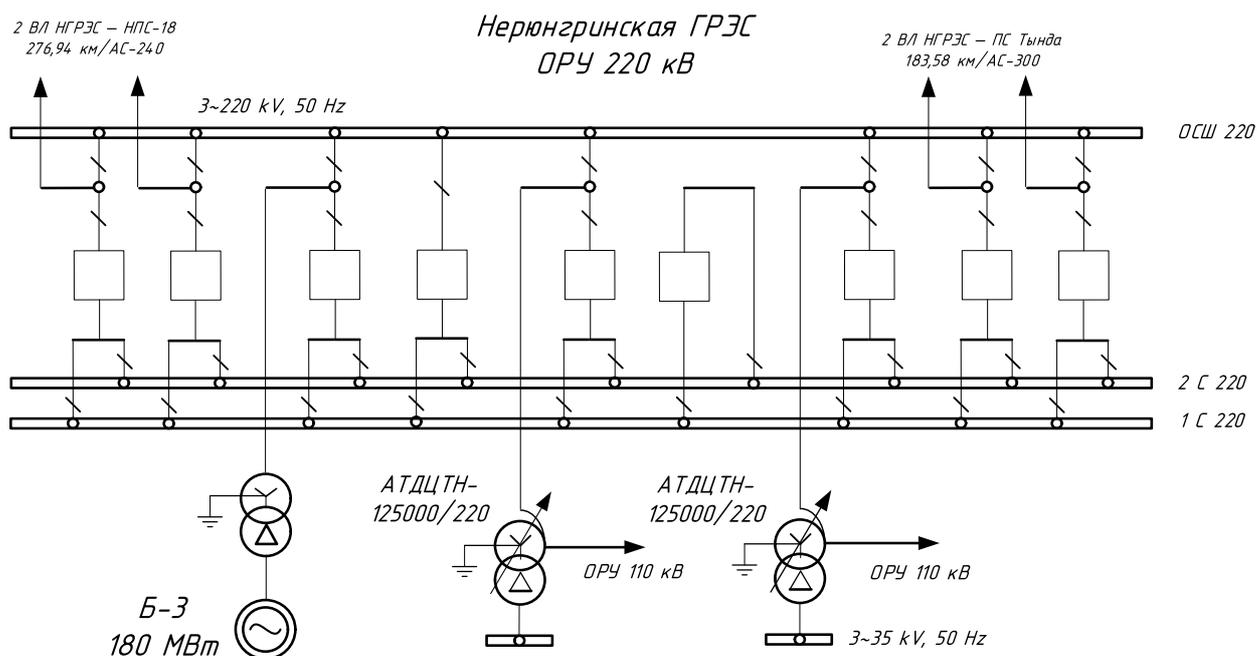


Рисунок 2 – Схема ОРУ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС

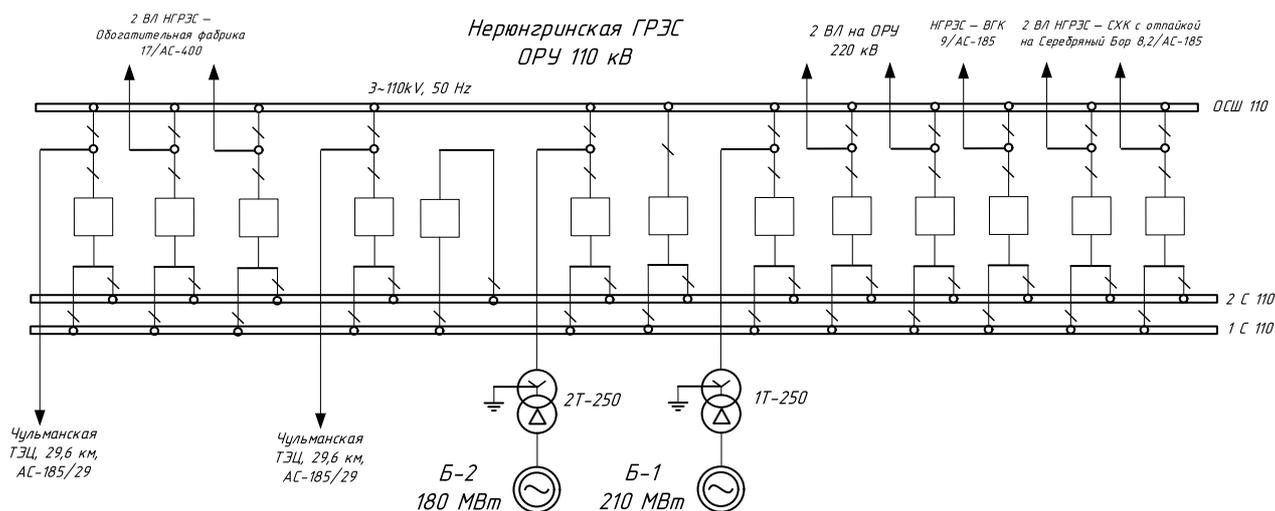


Рисунок 3 – Схема ОРУ 110 кВ Нерюнгринской ГРЭС

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

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

Нерюнгринская ГРЭС имеет резервы роста мощности при дальнейшем развитии региона и увеличении потребности в энергообеспечении за счет дополнительного строительства энергоблоков. Имеющаяся база позволяет в кратчайшие сроки построить и ввести в эксплуатацию от двух до четырех энергоблоков аналогичной мощности [30].

Зейская ГЭС расположена в городе Зейя Амурской области. Установленная мощность станции – 1330 МВт.

Зейская ГЭС осуществляет в энергосистеме следующие функции:

- регулирование частоты в энергосистемы,
- регулирование суточных и недельных неравномерностей нагрузки;
- служит аварийным резервом – ее гидроагрегаты в течение нескольких минут способны набрать полную мощность.

На Зейской ГЭС установлено шесть гидрогенераторов типа СВ-1130/220-44ХЛ (СВ – синхронный вертикальный, 1130 см - наружный диаметр сердечника статора; 220 см - длина сердечника статора; количество полюсов – 44; ХЛ4 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ). Четыре гидрогенератора №1, №2, №4 и №5 имеют установленную мощность 225 МВт, а два №3 и № 6 – по 215 МВт [35].

Первый гидроагрегат запущен в работу в 1975 году, шестой гидроагрегат запущен в 1980 году.

До 2025 года планируется произвести замену всех 6 гидроагрегатов.

Схема выдачи Зейской ГЭС выглядит следующим образом:

- ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС - ПС Амурская;
- ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС - ПС Амурская;
- ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС - ПС Призейская;
- ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС - ПС Светлая;
- ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС - ПС Магдагачи.

Главная электрическая схема ГЭС построена следующим образом: два гидрогенератора (№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 гидрогенератора (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). В 2008 году была произведена замена повышающих трансформаторов фирмы АВВ для 1 и 6 генераторов [35].

На ГЭС смонтировано два открытых распределительных устройства ОРУ-500 и ОРУ-220 кВ. На ОРУ-500 кВ применена схема 17 – Полуторная с тремя выключателями на два присоединения. ОРУ-220 кВ выполнено по схеме 12 – Одиночная секционированная система шин с обходной с секционной связью через два обходных выключателя. Связь двух распределительных устройств осуществляется через группу автотрансформаторов типа АОДЦТН-167000/500/220-75-У1, имеющих резервную фазу [35].

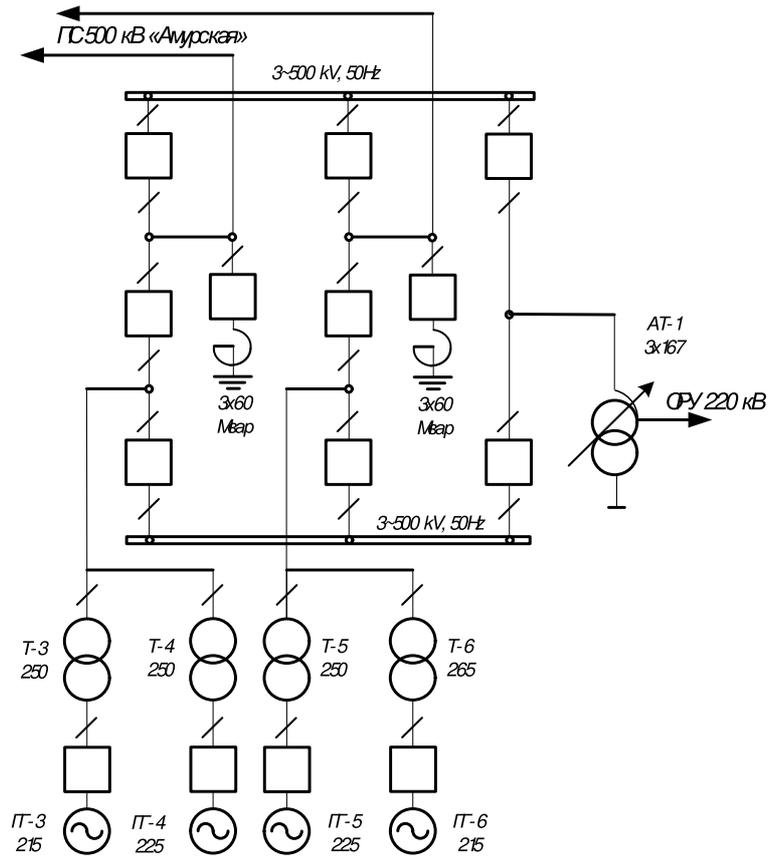


Рисунок 4 – Схема ОРУ 500 кВ Зейской ГЭС

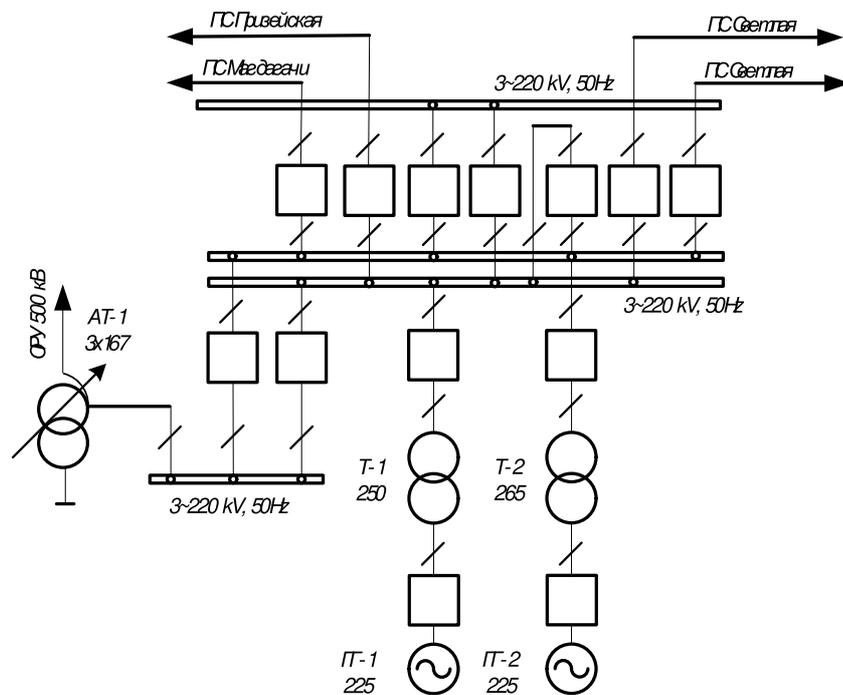


Рисунок 5 – Схема ОРУ 220 кВ Зейской ГЭС

На ОРУ 500 кВ установлено следующее оборудование:

- выключатели ВВБ-500 (выключатель воздушный баковый, номинальное напряжение – 500 кВ);

- разъединители РНДЗ-500/3200 (разъединитель наружной установки, двухколонковый заземляющими ножами, номинальное напряжение – 500 кВ, номинальный ток – 3200 А);

- трансформаторы тока ТРН-500У1 (трансформатор тока с рымовидной обмоткой, для наружной установки, номинальное напряжение – 500 кВ) и ТФНКД-500 (трансформатор тока в фарфоровой крышке с конденсаторной изоляцией, наружной установки, Д – имеет вторичные обмотки, предназначенные для релейной защиты, номинальное напряжение – 500 кВ);

- трансформаторы напряжения СРВ-550 (емкостной трансформатор напряжения, 550 - класс напряжения первичной обмотки, кВ) и НДЕ-500 (Н – трансформатор напряжения, ДЕ - делитель емкостный, 500 - класс напряжения первичной обмотки, кВ);

- ограничители перенапряжения ОПН-500 (номинальное напряжение – 500 кВ);

- три рабочие и одна резервная фазы шунтирующий реактора типа РОДЦ-6000/500 (реактор однофазный с системой охлаждения типа ДЦ - масляное охлаждение с дутьем и ненаправленной циркуляцией масла, номинальная мощность – 6000 кВА, номинальное напряжение – 500 кВ).

ОРУ 220 кВ состоит из 12 ячеек. На ОРУ 220 кВ установлено следующее высоковольтное оборудование:

- выключатели ВВБ-220 (выключатель воздушный баковый, номинальное напряжение – 220 кВ);

- разъединители РНДЗ-220ХЛ (разъединитель наружной установки, двухколонковый заземляющими ножами, номинальное напряжение – 220 кВ);

- трансформаторы тока ТФНД-220 (трансформатор напряжения в фарфоровой крышке, наружной установки, с сердечником для дифференциальной защиты);

– трансформаторы напряжения СРВ-220 (емкостной трансформатор напряжения, 220 - класс напряжения первичной обмотки, кВ);

– ограничители перенапряжения ОПН-220 (номинальное напряжение – 220 кВ).

1.1.2 Структурный анализ линий электропередачи

Произведем анализ линий электропередачи согласно графу электрической сети представленного на рисунке 1.

Таблица 1 – Анализ линий электропередачи

Наименование линии	Длина, км	Марка провода	Тип
1	2	3	5
220 кВ			
Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь	184	АС-300	КВЛ
	0,130	ПвПу2г 1х500гж/95- 127/220кВ	
Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь	184	АС-300	КВЛ
	0,09	ПвПу2г 1х500гж/95- 127/220кВ	
Сковородино – Тында №1	3,3	АС-300	КВЛ
	153,5	3х АС-300	
	0,1	ПвПу2г 127/220	
Сковородино – Тында №2	155,2	АС-300	КВЛ
	0,1	ПвПу2г 127/220	
Сковородино – БАМ/т	25,9	АС-300	ВЛ
Бам/т – Большая Омутная/т	106,9	АС-300	ВЛ
Сковородино – Уруша/т	75,5	АС-300	ВЛ
Уруша/т – Ерофей Павлович/т	66,9	АС-300	ВЛ
Большая Омутная/т – Ерофей Павлович/т	23,9	АС-300	ВЛ
Ерофей Павлович/т – Чичатка	29,7	АС-300	ВЛ
Ерофей Павлович/т – Аячи/т	26,5	АС-300	ВЛ
Аячи/т – Амазар	4,3	АС-300	ВЛ

Продолжение таблицы 1

1	2	3	5
Тында – Хорогочи	74,45	АС-300	КВЛ
Хорогочи – Лопча	87,11	АС-300	ВЛ
Лопча – Юктали	146,07	АС-300	ВЛ
Юктали – Хани	133,40	АС-300	ВЛ
Зейская ГЭС – Призейская	183,81	АС-300	ВЛ
Призейская – Тутаул	98,715	АС-300	ВЛ
Тутаул – Дипкун	54,284	АС-300	ВЛ
Дипкун – Тында	147,556	АС-300	КВЛ
Сковородино – Сковородино/т	5,2	АС-300	ВЛ
Гонжа/т – Сковородино	114,887	АС-300	ВЛ
Сковородино – Ульручы/т	29,6	АС-300	ВЛ
Магдагачи – Гонжа/т	35,97	АС-300	ВЛ
Магдагачи – Ульручы/т	124,15	АС-240	ВЛ
Магдагачи – Зейская ГЭС	133,5	АС-400	ВЛ
Магдагачи – Сулус/т	33,6	АС-240	ВЛ
Ключевая – Сулус/т	20,61	АС-240	ВЛ
Светлая – Ключевая	110,2	АС-300	ВЛ
Светлая – Зейская ГЭС I цепь	10,4	АС-300	ВЛ
Светлая – Зейская ГЭС II цепь	10,1	АС-300	ВЛ
110 кВ			
Сковородино – БАМ	23,6	АС-150	ВЛ
Сковородино – Березитовый	103,0	АС-120	ВЛ
Сковородино – НПС-21	2x24,2	АС-120	ВЛ

Воздушные линии на рассматриваемом участке значительной длины, что может приводить к дополнительному генерированию реактивной мощности, которая будет приводить к уменьшению пропускной способности линии и повышать напряжения в узлах сети.

Преобладают воздушные линии электропередачи. Кабельно-воздушные линии используются только для подвода линий к КРУЭ 220 кВ на ПС Тында.

На рассматриваемом участке сети воздушные линии электропередачи выполнены сталеалюминевыми проводами марки АС.

1.1.3 Анализ подстанций

Таблица 2 – Характеристика ПС

Наименование ПС	Тип ПС	Количество и марка силовых трансформаторов	Схема РУ ВН
1	2	3	4
Сковородино 220/110/35/10	Узловая	2хАТДЦТН-63000/220/110/35 2хТДТН - 25000/110/35/10	12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин
Магдагачи 220/35/27,5/10	Узловая	2хТДТН - 25000/220/35/10 2хТДТНЖ - 40000/220/27,5/10	12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин
Тында 220/110/35/10	Узловая	2хАТДЦТН-63000/220/110/35 2хТДТН - 25000/110/35/10	13 – Две рабочие системы шин
Призейская 220/35/10	Узловая	2хТДТН - 25000/220/35/10	12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин
Тутаул 220/35/10	Проходная	2хТДТН - 25000/220/35/10	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов
Дипкун 220/35/10	Проходная	2хТДТН - 25000/220/35/10	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов
Светлая 220/110/35/10	Проходная	2хАТДЦТН-63000/220/110/35 2хТДТНГУ - 20000/220/35/10	12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин
Ключевая 220/35/10	Узловая	2хТДТН - 25000/220/35/10	12 – Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
Гонжа/т	Проходная	2хТДТНЖ - 40000/220/27,5/10	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов
Ульручы/т	Проходная	2хТДТНЖ - 40000/220/27,5/10	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов
Сковородино/т	Тупиковая	2хТДТНЖ - 25000/220/35/10	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
БАМ/т	Проходная	2хТДТНЖ - 40000/220/27,5/10	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов
Уруша/т	Проходная	2хТДТНЖ - 40000/220/27,5/10	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов
Большая Омутная/т	Проходная	2хТДТНЖ - 40000/220/27,5/10	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов
Ерофей Павлович/т	Узловая	2хТДТНЖ - 40000/220/27,5/10	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов
Аячи/т	Проходная	2хТДТНЖ - 40000/220/27,5/10	5АН – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов

1.1.4. Оснащенность устройствами КРМ

В таблице 3 представлены данные о КУ, расположенных на выделенном участке электрической сети.

Таблица 3 – Устройства КРМ

ПС	Устройство
Тында	РТДУ-100000/220-УХЛ1 (реактор трехфазный управляемый, Д - охлаждение с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла; номинальной мощностью 100000 кВА, номинальным напряжением 220 кВ).
	РТД -20000/35 (реактор трехфазный, Д - охлаждение с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла; номинальной мощностью 20000 кВА, номинальным напряжением 35 кВ).
Сковородино	РТУ-100000/220 У1 (реактор трехфазный управляемый, номинальной мощностью 100000 кВА, номинальным напряжением 220 кВ).
	РТД -20000/35
Дипкун	2хРТД -20000/35
Тугаул	РТД -20000/35
Призейская	2хРТД -20000/35
Ключевая	РТД -8000/35 (номинальной мощностью 8000 кВА)

УШР используется в распределительных электрических сетях с заземленной нейтралью, подключается к шинам 220 кВ через выключатель.

Основные функции УШР и ШР:

1. Стабилизация напряжения;
2. Минимизация перетока реактивной мощности по линиям электропередачи.

1.1.5 Подробный анализ ПС Сковородино

Произведем подробный анализ ПС Сковородино, поскольку она является наиболее крупной узловой ПС на рассматриваемом транзите.

ПС Сквородино расположена в городе Сквородино Амурской области. ПС была введена в эксплуатацию в 1977 году. Суммарная трансформаторная мощность - 126 МВА.

РУ 220 кВ выполнено по схеме 220-12 Одна рабочая секционированная выключателем и обходная сиситемы шин, РУ 110 кВ выполнено по схеме 110-12 Одна рабочая секционированная выключателем и обходная сиситемы шин, РУ 35 кВ выполнено по схеме 35-9 Одна рабочая секционированная выключателем система шин. РУ 10 кВ выполнено по схеме 10-1 – Одна секционированная выключателем сиситема шин.

От РУ 220 кВ отходят линии:

- КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында I и II цепь;
- ВЛ 220 кВ Сквородино – Сквородино/т I и II цепь;
- ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т;
- ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т;
- ВЛ 220 кВ Сквородино – Гонжа/т с отпайкой на ПС Талдан;
- ВЛ 220 кВ Сквородино – Ульручы/т с отпайкой на ПС Талдан;

От РУ 110 кВ отходят линии:

- ВЛ 110 кВ Сквородино – Березитовый;
- ВЛ 110 кВ Сквородино – НПС-21;
- ВЛ 110 кВ Сквородино – БАМ;

На ПС Сквородино установлены автотрансформаторы марки АДЦТН-63000/220 (автотрансформатор трехфазный трехобмоточный, охлаждение – принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла, оборудован устройством РПН). Год ввода в эксплуатацию АТ-1 – 1977 г., АТ-2 – 1981 г. Нормативный срок службы – 25 лет.

Силовые трансформаторы 2хТДТН-25000/110/35/10. Трансформатор Т-3 установлен 1978 г., Т-4 в 1977 г. Нормативный срок службы – 25 лет.

Характеристики выключателей ОРУ 220 кВ ПС Сквородино приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристики выключателей 220 кВ

Тип выключателя	ЗАР1DT-245 (Элегазовые баковые)	GL-314 (Элегазовые колонковые)
Диспетчерское наименование	ОВ-220, В-220 АТ-1, В-220 АТ-2	СВ-22, выключатели на линиях, УШР
Год ввода	2012	2010
Номинальное напряжение, кВ	220	220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252	252
Полное время отключения, с	0,037	0,040
Номинальный ток отключения, кА	31,5	40
Номинальный ток, А	2000	2000

Марка и параметры выключателей ОРУ 110 кВ ПС Сковородино приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики выключателей 110 кВ

Тип выключателя	ВЭБ-110 П-40/2500 УХЛ1	ЛТВ-145D1 (Элегазовые колонковые)	МКП-110Б- 1000/630-20У1 (Масляный камерный подстанционный)
Диспетчерское наименование	В-110 ВЛ НПС №1	В-110 ВЛ НПС №2, В-110 ВЛ Березитовый	В-110 АТ-2 В-110 АТ-1 В-110 ВЛ Бам, ОВ-110, В-110, Т-3, В-110 Т-4, СВ- 110
Год ввода	2005	2008	1981
Номинальное напряжение, кВ	110	110	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126	126
Полное время отключения, с	0,055	0,04	0,06
Номинальный ток отключения, кА	40	40	18,4
Номинальный ток, А	2500	3150	1000

На ОРУ 220 кВ установлены следующие типы разъединителей:

– РНДЗ.1б–220/1000 У1 – разъединитель наружной установки, с двумя опорно-изоляционными колонками, с одним заземляющим ножом, номинальный ток – 1000 А.

– РНДЗ.1б–220/2000 У1 – разъединитель наружной установки, с двумя опорно-изоляционными колонками, с одним заземляющим ножом, номинальный ток – 2000 А.

– РДЗ-2-220/1000 УХЛ1 – разъединитель двухколонковый с двумя заземляющими ножами, номинальный ток – 1000 А.

Разъединители марки РНДЗ.1б–220/1000 У1, РНДЗ.1б–220/2000 У1, РДЗ-2-220/1000 УХЛ1 были установлены в 1977 и 1987 гг.

– РНГ-1-220-П/1000-40 – разъединитель горизонтально-поворотного типа с нормальным уровнем изоляции, номинальный ток – 1000 А. Разъединители данной марки были установлены в 2016 году.

На ОРУ 110 кВ установлены разъединители следующих марок:

– РНДЗ.2 – 110/1000У1 – разъединитель наружной установки, с двумя опорно-изоляционными колонками, с одним заземляющим ножом, номинальный ток – 1000 А. Разъединители данной марки были установлены в 1977-1978 гг.

– РГП-1-110/1000УХЛ1 – разъединитель горизонтально-поворотного типа, номинальный ток – 1000 А. Разъединители данной марки были установлены в 2005 и 2009 году.

Далее рассмотрим измерительные трансформаторы установленные на ОРУ 220 кВ и ОРУ 110 кВ ПС Сквородино.

В таблицах 5, 6 и 7 представлены данные о ТТ и ТН установленных на ОРУ 220 и ОРУ 110 кВ ПС Сквородино.

Частично ТТ на ОРУ 220 кВ были заменены на новые в 2016 году. Изношенность оборудования влияет на эксплуатационные характеристики электрооборудования, а также является основной причиной аварий.

Таблица 6 – Данные ТТ ОРУ 220 кВ

Тип трансформатора тока	СА-245, маслонеполненный с фарфоровой изоляцией	AGU-245, маслонеполненный с фарфоровой изоляцией	ТФЗМ 220 Б-ЩУ-1, ТТ маслонеполненный, с фарфоровой крышкой, вторичная обмотка звеньевое типа.
Диспетчерское наименование	ТТ СВ-220	ТТ В-220 УШР	ТТ В-220 Сковородино/т 1 цепь, 2 цепь, ТТ В-220 ВЛ Бам/т, ТТ В-220 Гонжа/т, ТТ В-220 Гында №1, №2, ТТ В-220 Ульручы/т, ТТ В-220 Уруша/т
Год ввода	2016	2016	1989, 1989, 1987, 1989, 1987, 1985, 1987, 2005
Класс напряжения, кВ	220	220	220
Номинальный ток (первичный), А	600	600	600
Номинальный ток (вторичный), А	5	5	5
Класс	0,2	0,2	0,5
Номинальная мощность, ВА	40	30	50

Таблица 7 – Данные ТТ ОРУ 110 кВ

Тип трансформатора тока	ТФЗМ 110	ТФЗМ-110 2000 УХЛ-1	ІВМ-123
Диспетчерское наименование	ТТ В-110 Бам, ТТ ОМВ-110	ТТ В-110 Березитовый	ТТ В-110 НПС-1, ТТ В-110 НПС-2
Год ввода	2005	2013	2008
Класс напряжения, кВ	110	110	110
Номинальный ток (первичный), А	200	600	400
Номинальный ток (вторичный), А	5	5	5
Класс	0,5	0,5	0,5
Номинальная мощность, ВА	30	30	30

Таблица 8 – Данные ТН ОРУ 220 и 110 кВ

Тип трансформатора напряжения	VPU-245	НДКМ-110	НАМИ-110 УХЛ 1
Диспетчерское наименование	ТН-220 1С, 2С, ТН-220 ОСШ, ф.В,	ТН-110 1СШ	ТН-110 2СШ
Год ввода	2014 г.	2013 г.	2004 г.
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	220	110	110
Наибольшее рабочее напряжение первичной обмотки, кВ	220	110	110
Номинальное напряжение вторичной (вторичных) обмоток, В	100/√3	0,1	0,1
Класс	0,2	0,2	0,2
Номинальная мощность, ВА	300;600;120	120;200;400	400;600;1200

Гибкая ошиновка на ОРУ 220 кВ выполнены проводом АС-300/39 и АС-300/48, с величиной допустимой токовой перегрузки равной 801 и 798 А, номинальным током 701 и 690 А соответственно.

Гибкая ошиновка на ОРУ 110 кВ выполнены проводом АС-240/39, с величиной допустимой токовой перегрузки равной 686 А, номинальным током 610 А.

В 2016 году на ПС Сквородино был установлен УШР марки РТУ-100000/220 У1 (реактор трехфазный управляемый, номинальной мощностью 100000 кВА, номинальным напряжением 220 кВ).

Таблица 9 – Технические характеристики РТУ-100000/220 У1

Параметр	Величина параметра
Номинальное напряжение, кВ	242
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
Номинальная мощность, МВар	100
Индуктивное сопротивление, ом	572,6
Потери активной мощности, кВт	600
Номинальное напряжение нулевых выводов, кВ	35
Допустимое напряжение изоляции нулевых выводов, кВ	35/10
Диапазон регулирования мощности*, % от Qном	5...130
Время изменения нагрузки между границами регулировочного диапазона*, с	1
Скорость изменения нагрузки*, Мвар/с	135,7

Из подробного анализа ПС мы видим, что основное оборудование ПС Сковородино служит дольше нормативного срока службы. Изношенность оборудования приводит к снижению надежности, эксплуатационных характеристик, повышает вероятность развития аварии, приводит к увеличению уровня потерь.

На ПС Сковородино установлены следующие средства регулирования напряжения: РПН и ПБВ на силовых трансформаторах и автотрансформаторах, УШР 220 кВ, позволяющий плавно регулировать напряжение на шинах 220 кВ.

1.2 Подготовка исходных данных для расчета режима

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

Для расчета режима в ПВК RastrWin 3 необходимо рассчитать параметры линий, трансформаторов, шунтирующих реакторов.

Активное сопротивление линии:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (1)$$

где r_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (2)$$

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП моделируется реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (3)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Потери на коронный разряд моделируются активной проводимостью ВЛ:

$$G = g_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (4)$$

где g_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Коэффициенты трансформации силовых трансформаторов и АТ находим по формулам:

$$K_{TH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \quad (5)$$

$$K_{TC} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}} \quad (6)$$

$$K_{TB} = \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1 \quad (7)$$

где K_{TH}, K_{TC}, K_{TB} – соответственно коэффициенты трансформации для низкой, средней и высокой сторон соответственно;

U_{HH}, U_{CH}, U_{BH} – соответственно напряжения на низкой, средней и высокой сторонах трехобмоточного трансформатора.

Реактивные проводимости трансформаторов вычисляются по формулам:

$$B_T = \frac{\Delta Q_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (8)$$

где ΔQ_{xx} – реактивные потери холостого хода, кВар. $G_T = \frac{\Delta P_{xx}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3$, (9)

где ΔP_{xx} – активные потери холостого хода, кВт.

Студенческая лицензия ПВК RastrWin3 позволяет работать с любыми схемами до 60 узлов.

1.3 Расчет и анализ нормального режима электрической сети (зима)

Режимом электроэнергетической системы называется её состояние, определяемое нагрузками электростанции по активной и реактивной мощности, напряжениями узлов, нагрузкой сетевых элементов и другими переменными величинами, называемыми параметрами режима (режимными параметрами), характеризующими процесс производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии. Иногда понятие "режим" используется в более широком смысле, т.е. рассматривают как переменную также и топологию сети. Различают энергетические, гидроэнергетические и электрические режимы [29].

Оптимизация электрических режимов состоит в определении состава и загрузки устройств КРМ, коэффициентов трансформации регулируемых трансформаторов и загрузке по реактивной мощности генераторов при заданной генерации активной мощности, активной и реактивной нагрузке каждого узла и задаваемых допустимых уровней напряжения узлов, соответствующих минимуму потерь активной мощности в энергосистеме [26].

Другой основной задачей планирования электрических режимов является определение областей допустимых режимов, необходимого состава и настройки устройств противоаварийной автоматики (ПА) в различных схемно-режимных ситуациях, в том числе перспективных, необходимых для планирования энергетических режимов, а также для оперативного ведения режимов с учетом возможной потери в любой момент сетевого элемента или энергоблока. Данная задача решается путем вычисления предельных перетоков мощности в различных сечениях энергосистемы (слабых или потенциально

слабых), математического моделирования переходных режимов, вызываемых нормативными возмущениями, с учетом действия ПА [26].

Нормальный режим – это установившийся режим (не считая нерегулярных колебаний, медленных и (или) незначительных флуктуаций параметров, в том числе обусловленных работой устройств регулирования частоты, напряжения и т.п.), характеризующийся длительно допустимыми значениями частоты, токов и напряжений, нормальными запасами устойчивости в данной схеме сети, устойчивым переходом к любым послеаварийным режимам, которые могут возникнуть в результате нормативных возмущений.

Расчетными режимами работы электрической сети являются нормальные и послеаварийные установившиеся режимы, при которых нагрузки элементов сети имеют наибольшие и наименьшие значения, а рабочие напряжения на подстанциях – высшие и низшие значения. Такими режимами являются нормальные режимы наибольших и наименьших нагрузок подстанций, а также наиболее тяжелые послеаварийные режимы, связанные с отключением линий и трансформаторов.

В настоящее время допустимость режимов различных точках сети определяется требованиями по статической устойчивости, пределу изоляционными характеристиками, также условиями качественного и надежного электроснабжения устанавливается требования ГОСТ на качество электроэнергии и ПУЭ.

Расчет установившегося режима выполнен с помощью ПК RastrWin3.

Исходными данными для расчета установившегося режима служат:

- данные зимнего контрольного замера 2019 года;
- нормальная схема электрической сети Амурского предприятия МЭС Востока на 2019 год;
- паспорта линий и ПС.

Расчет и анализ режима работы произведем для состояния, соответствующего нормальным схемам электрических соединений, т.е. всё электротехническое оборудование находится в работе.

В качестве балансирующего узла приняты шины 220 кВ Зейской ГЭС, в качестве источника генерации – шины 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС.

Балансирующий узел моделируется в ПВК RastrWin3 с помощью параметра "Заданный модуль напряжения". Для Зейской ГЭС значение принято в соответствии с контрольным замером 2019 года и составляет 246 кВ.

На ПС Тында и ПС Сковородино установлены УШР 220 кВ, которые моделируются в программе RastrWin3 заданным модулем напряжения и диапазоном генерации реактивной мощности от -5 до -100 МВар.

Также на ПС: Дипкун, Тутаул, Призейская, Ключевая, а также на РУ НН 35 кВ ПС Тында и РУ НН 35 кВ ПС Сковородино установлены ШР, моделируемые с помощью указания проводимости одного реактора В_р-р.

Поскольку Амурская энергосистема является избыточной, идет переток мощности в Забайкальский край.

Амурская энергосистема связана в системой Забайкальского края по линиям:

- ВЛ 220 кВ Аячи – Амазар;
- ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка.

Таблица 10 – Нагрузка подстанций Забайкальского края

ПС	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар
Чичатка	23,9	22,6
Амазар	15,9	10,1
Семиозерный	3,9	4,5
Суммарный переток	43,7	37,2

Для расчета режимов принимаем потребление подстанций представленное в таблице 10.

Таблица 11 – Узлы

№	Название	Номинальное напряжение U _{ном} , кВ	Активная нагрузка P _н , МВт	Реактивная нагрузка Q _н , МВар	Генерация активной мощности P _г , МВт	Генерация реактивной мощности Q _г , МВар	Заданный модуль напряжения V _{зд} , кВ	Расчетный модуль напряжения V, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Нерюнгринская ГРЭС	220			190	-0,2	237,7	237,68
2	Тында АТ 220 кВ	220	13,6	2,6		-63,7	228	228
3	о.т. АТ	220						226,36
4	СН 110 кВ АТ	110	27,8	6,4				117,61
5	НН 35 кВ АТ	35						37,8
6	Дипкун 220 кВ	220						235,82
7	о.т.	220						226,02
8	СН 35 кВ	35	1,6	0,2				33,78
9	НН 10 кВ	10						10,29
10	Тутаул 220 кВ	220						239
11	о.т.	220						238,94
12	СН 35 кВ	35	0,2	0,1				35,71
13	НН 10 кВ	10						10,88
14	Призейская 220 кВ	220						242,87
15	о.т.	220						237,68
16	СН 35 кВ	35	1,7	0,4				35,52
17	НН 10 кВ	10	0,2	0,1				10,82
18	Зейская ГЭС	220			208,3	53,1	246,3	246,29
19	Светлая 220 кВ	220	52,9	4,5				245,77
20	Ключевая 220 кВ	220						236,55
21	о.т.	220						235,1
22	Ключевая СН 35 кВ	35	4,6	1,1				37,46
23	Ключевая НН	10						10,71
24	Сулус/т 220 кВ	220	9,9	13				235,29
25	Магдагачи Т1	220						233,98
26	Магдагачи Т2	220						234,01
27	о.т. Т1	220						214,88
28	о.т. Т2/3	220						233,6
29	СН Т1	35	12	14,3				35,83
30	СН Т2/3	28	4,2	0,5				27,93
31	НН Т1	10						10,31
32	НН Т2/3	10	1,8	0,5				10,63

33	Гонжа/т 220 кВ	220	17,9	10,6				230,69
34	Ульручы/т 220 кВ	220	14,7	18,8				223,85
35	Талдан Т1 220 кВ	220	11,7	3,6				227,32
36	Талдан Т2 220 кВ	220	6,3	15,6				227,32
37	Сковородино АТ1	220						222,53
38	Сковородино АТ2	220						222,53
39	АТ1 о.т.	220						221,36
40	АТ2 о.т.	220						221,36
41	СН 110 кВ АТ1	110	24,8	1,2				117,77
42	СН 110 кВ АТ2	110	24,9	1,2				117,77
43	НН 35 кВ АТ1	35	0,6	0,2				36,93
44	НН 35 кВ АТ2	35	0,6	0,2				36,93
45	Сковородино/т	220	14,9	2				222,51
46	Уруша/т 220 кВ	220	36,6	33,9				215,19
47	Бам/т 220 кВ	220	23,7	19,4				220,16
48	Б-Омутная 220 кВ	220	16,8	18,5				214,01
49	Е-Павлович/т	220	6,3	13,6				213,37
50	Аячи	220	7,6	11,3				212,93
51	отп. Талдан 1	220						227,33
52	отп. Талдан 2	220						227,32
53	Чичатка 220 кВ	220	23,9	22,6				211,94
54	Амазар 220 кВ	220	15,9	10,1				212,85
55	Семиозерный	220	3,9	4,5				213,17
56	Могоча	220						213,59

Расчет установившегося режима показал, что напряжения в узлах сети находятся в допустимых пределах. В узлах 220 кВ напряжение не выше наибольшего рабочего напряжения равного 252 кВ. На СН и НН сторонах ПС отклонение напряжения не превышает 10 %, согласно ГОСТ 32144-2013.

Управление напряжением на шинах СН и НН ПС осуществляется с помощью устройств ПБВ и РПН.

Также электрические станции способствуют поддержанию уровней напряжения в узлах сети. Регулирование напряжения на шинах электрической станции производится автоматически с помощью быстродействующего автоматического регулятора возбуждения (АРВ) синхронных генераторов.

Таблица 12 – Ветви

Тип	Название	Активное сопротивление R, Ом	Реактивное сопротивление X, Ом	Реактивная проводимость B, мкСм	Активная проводимость G, мкСм	Коэффициент трансформации Кт/г
1	2	3	4	5	6	7
ЛЭП	Нерюнгринская ГРЭС - Тында АТ 220 кВ	18,03	78,94	-485,8		
ЛЭП	Нерюнгринская ГРЭС - Тында АТ 220 кВ	18,03	78,94	-485,8		
Тр-р	Тында АТ 220 кВ - о.т. АТ	0,7	52	11,9	1,7	1
Тр-р	о.т. АТ - СН 110 кВ АТ	0,7				0,52
Тр-р	о.т. АТ - НН 35 кВ АТ	1,4	97,8			0,167
ЛЭП	Тында АТ 220 кВ - Дипкун 220 кВ	14,46	63,3	-389,6		
Тр-р	Дипкун 220 кВ - о.т.	2,85	137,5	11,3	1,9	1
Тр-р	о.т. - СН 35 кВ	2,85				0,149
Тр-р	о.т. - НН 10 кВ	2,85	74			0,046
ЛЭП	Дипкун 220 кВ - Тутаул 220 кВ	5,32	23,29	-143,3		
Тр-р	Тутаул 220 кВ - о.т.	2,85	137,5	11,3	1,9	1
Тр-р	о.т. - СН 35 кВ	2,85				0,149
Тр-р	о.т. - НН 10 кВ	2,85	74			0,046
ЛЭП	Тутаул 220 кВ - Призейская	9,67	42,35	-260,6		
Тр-р	Призейская 220 кВ - о.т.	2,85	137,5	11,3	1,9	1
Тр-р	о.т. - СН 35 кВ	2,85				0,149
Тр-р	о.т. - НН 10 кВ	2,85	74			0,046
ЛЭП	Призейская 220 кВ - Зейская ГЭС	18,01	78,85	-485,3		
ЛЭП	Зейская ГЭС - Светлая 220 кВ	1,02	4,46	-27,5		
ЛЭП	Зейская ГЭС - Светлая 220 кВ	1,02	4,46	-27,5		
ЛЭП	Зейская ГЭС - Магдагачи Т2	10,01	56,07	-360,4		
ЛЭП	Светлая 220 кВ - Ключевая	10,08	47,28	-290,9		
Тр-р	Ключевая 220 кВ - о.т.	5,7	275	5,6	1	1
Тр-р	о.т. - Ключевая СН 35 кВ	5,7				0,159
Тр-р	о.т. - Ключевая НН 10 кВ	5,7	148			0,046
ЛЭП	Ключевая 220 кВ - Сулус/г	2,49	8,97	-53,6		
ЛЭП	Сулус/г 220 кВ - Магдагачи Т1	4,07	14,62	-87,4		
Тр-р	Магдагачи Т1 220 кВ - о.т. Т1	5,7	275	5,6	1	1
Тр-р	о.т. Т1 - СН Т1	5,7				0,167

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7
Тр-р	о.т. Т1 - НН Т1	5,7	148			0,048
Тр-р	Магдагачи Т2 220 кВ - о.т. Т2/3	1,75	82,5	16,6	2,5	1
Тр-р	о.т. Т2/3 - СН Т2/3	1,75				0,12
Тр-р	о.т. Т2/3 - НН Т2/3	1,75	62,5			0,046
ЛЭП	Магдагачи Т2 220 кВ - Гонжа/т	3,53	15,43	-95		
ЛЭП	Гонжа/т 220 кВ - отп. Талдан 1	4,41	19,3	-118,8		
ЛЭП	Талдан - Сквородино АТ1	6,86	30,03	-184,8		
ЛЭП	отп. Талдан 1 - Талдан Т1	0,04	0,17	-1,1		
ЛЭП	Талдан Т2 220 кВ - отп. Талдан	0,03	0,15	-0,9		
ЛЭП	Магдагачи Т1 - Талдан 2	7,55	33,03	-203,3		
ЛЭП	отп. Талдан 2 - Ульручы/т	3,6	20,16	-129,6		
ЛЭП	Ульручы/т 220 кВ - Сквородино АТ2 220 кВ	2,9	12,7	-78,1		
ЛЭП	Сквородино АТ1 220 кВ - Сквородино/т	0,51	2,23	-13,7		
ЛЭП	Сквородино АТ2 220 кВ - Сквородино/т	0,51	2,23	-13,7		
Тр-р	Сквородино АТ1 - АТ1 о.т.	1,4	104	6	0,8	1
Тр-р	АТ1 о.т. - СН 110 кВ АТ1	1,4				0,532
Тр-р	АТ1 о.т. - НН 35 кВ АТ1	2,8	195,6			0,167
Тр-р	Сквородино АТ2 - АТ2 о.т.	1,4	104	6	0,8	1
Тр-р	АТ2 о.т. - СН 110 кВ АТ2	1,4				0,532
Тр-р	АТ2 о.т. - НН 35 кВ АТ2	2,8	195,6			0,167
ЛЭП	Сквородино АТ1 - Бам/т	2,54	11,11	-68,4		
ЛЭП	Бам/т - Б-Омутная	10,48	45,86	-282,2		
ЛЭП	Б-Омутная 220 кВ - Е- Павлович/т 220 кВ	2,34	10,25	-63,1		
ЛЭП	Е-Павлович/т - Уруша/т	6,56	28,7	-176,6		
ЛЭП	Уруша/т - Сквородино АТ2	7,4	32,39	-199,3		
ЛЭП	Е-Павлович/т 220 кВ - Аячи	2,6	11,37	-70		
ЛЭП	Сквородино АТ1 220 кВ - Тында АТ 220 кВ	15,04	65,85	-405,2		
ЛЭП	Сквородино АТ2 220 кВ - Тында АТ 220 кВ	15,21	66,85	-409,7		
ЛЭП	Магдагачи Т2 220 кВ - Ключевая 220 кВ	5,24	24,43	-144,5		
ЛЭП	Аячи 220 кВ - Амазар 220 кВ	6,25	26,93	-171,3		
ЛЭП	Амазар 220 кВ - Могоча	8,6	37,7	-232		
ЛЭП	Е-Павлович/т - Чичатка	5,26	22,67	-144,2		
ЛЭП	Чичатка - Семиозерный	8,5	38,2	-220,2		
ЛЭП	Семиозерный - Могоча	5	21,3	-134		

Из представленной таблицы видно, что емкостная проводимость линий велика, по этой причине линии электропередачи генерируют большое количество зарядной мощности.

Характер нагрузок на рассматриваемом участке промышленный и коммунально-бытовой.

Крупным промышленным потребителем на рассматриваемом участке является Забайкальская железная дорога. Электрифицированный железнодорожный транспорт является потребителем первой категории, поэтому важно обеспечить бесперебойную работу выделенного участка. При этом тяговая нагрузка является резкопеременной, однофазной, нелинейной нагрузкой, которая приводит к ухудшению таких показателей качества электрической энергии как: несимметрия, несинусоидальность и отклонения напряжения.

Объект нефтепроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» НПС-21 также является потребителем первой категории. ООО «Березитовый рудник» является потребителем третьей категории.

В таблице 13 представлены нагрузки ПС рассматриваемого участка электрической сети.

Таблица 13 – Нагрузки подстанций (зима)

ПС	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, МВар	Коэффициент реактивной мощности, tgφ
Магдагачи	18,2	15,3	0,8
Гонжа/т	17,9	10,6	0,6
Ульручи/т	14,7	18,8	1,3
Талдан/т	18,0	19,2	1,1
Сковородино/т	14,9	2,0	0,1
Сковородино	30,4	44,2	1,5
Уруша/т	36,6	33,9	0,9
Бам/т	23,7	19,4	0,8
Большая Омутная/т	16,8	18,5	1,1
Аячи/т	7,6	11,3	1,5
Ерофей Павлович/т	6,3	13,6	2,2

Коэффициент реактивной мощности рассчитывается как отношение реактивной составляющей к активной составляющей нагрузки.

На рассматриваемом участке расположены тяговые подстанции, потребляющие большое количество реактивной мощности.

Коэффициент реактивной мощности регламентируется приказом от 23 июня 2015 г. N 380 Министерства энергетики Российской Федерации «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии».

Значения коэффициента реактивной мощности должны быть не выше значений, указанных в таблице 14.

Таблица 14 – Максимальные значения коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети

Уровень напряжения в точке поставки потребителя электрической энергии	Максимальное значение коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети
110 кВ (154 кВ)	0,5
35 кВ (60 кВ)	0,4
1 - 20 кВ	0,4
ниже 1 кВ	0,35

Коэффициент реактивной мощности на тяговых ПС выше регламентированных значений.

Произведем анализ загрузки силовых трансформаторов.

Для анализа загруженности трансформаторов необходимо вычислить коэффициент загрузки трансформаторов. Коэффициент загрузки определяется как отношение суммарной нагрузки трансформатора к номинальной мощности трансформатора. Коэффициент загрузки для потребителей первой категории 0,65-0,7. Если коэффициент загрузки трансформаторов выше 0,7, следовательно трансформатор перегружен, что приводит к снижению срока службы

трансформатора. Коэффициент загрузки трансформаторов ниже 0,65, говорит о том, что силовой трансформатор недогружен, и это в свою очередь приводит к значительным потерям мощности.

Таблица 15 – Коэффициент загрузки силовых трансформаторов

ПС	Коэффициент загрузки
Магдагачи	0,26
Гонжа/т	0,52
Ульручы/т	0,60
Сковородино/т	0,30
Сковородино	0,43
Уруша/т	0,62
Бам/т	0,38
Большая Омутная/т	0,31
Аячи/т	0,17
Ерофей Павлович/т	0,19

Перегруженных силовых трансформаторов нет. Низкий коэффициент загрузки на следующих подстанциях: Ерофей Павлович/т, Аячи/т, Большая Омутная/т, Сковородино/т, Магдагачи.

В нормальном режиме трансформаторы работают недогруженными, что экономически нецелесообразно.

Отключение одного из силовых трансформаторов в период наименьших нагрузок приведет к снижению потерь, в том числе потерь холостого хода.

Далее рассмотрим токовую загрузку линий электропередачи. Токовая загрузка линий оценивается как отношение тока, протекающего по линии к значению длительно допустимого тока.

Длительно-допустимый ток – ток, который при прохождении по проводнику в течение длительного времени нагревает его до допустимой, то есть нормальной температуры.

Таблица 16 – Токовая загрузка линий

Название	Ток в начале I _{нач} , кА	Ток в конце I _{кон} , кА	Длительно- допус- тимый ток I _{доп_25_ДД} ТН, кА	Токовая загрузка I/I _{доп_ДД} ТН, %
Нерюнгринская ГРЭС - Тында АТ 220 кВ	231	236	710	33,2
Нерюнгринская ГРЭС - Тында АТ 220 кВ	231	236	710	33,2
Тында АТ 220 кВ - Дипкун 220 кВ	95	44	710	13,3
Дипкун 220 кВ - Тутаул 220 кВ	86	67	710	12,1
Тутаул 220 кВ - Призейская 220 кВ	69	36	710	9,7
Призейская 220 кВ - Зейская ГЭС	59	28	710	8,3
Зейская ГЭС - Светлая 220 кВ	148	149	710	20,9
Зейская ГЭС - Светлая 220 кВ	148	149	710	20,9
Зейская ГЭС - Магдагачи Т2 220 кВ	191	214	830	25,8
Светлая 220 кВ - Ключевая 220 кВ	175	192	710	27
Ключевая 220 кВ - Сулус/т 220 кВ	103	107	640	16,7
Сулус/т 220 кВ - Магдагачи Т1 220 кВ	70	76	640	11,8
Магдагачи Т2 220 кВ - Гонжа/т 220 кВ	168	175	710	24,7
Гонжа/т 220 кВ - отп. Талдан 1	123	133	710	18,7
отп. Талдан 1 - Сквородино АТ1 220 кВ	108	123	710	17,3
отп. Талдан 1 - Талдан Т1 220 кВ	27	27	710	3,8
Талдан Т2 220 кВ - отп. Талдан 2	41	41	710	5,8
Магдагачи Т1 220 кВ - отп. Талдан 2	146	162	640	25,3
отп. Талдан 2 - Ульручьи/т 220 кВ	121	132	640	20,6
Ульручьи/т 220 кВ - Сквородино 220 кВ	71	78	710	11
Сквородино АТ1 220 кВ - Сквородино/т	20	20	710	2,9
Сквородино АТ2 220 кВ - Сквородино/т	19	19	710	2,6
Сквородино АТ1 220 кВ - Бам/т 220 кВ	195	199	710	28
Бам/т 220 кВ - Б-Омутная 220 кВ	122	136	710	19,1
Б-Омутная 220 кВ - Е-Павлович/т 220 кВ	75	77	710	10,9
Е-Павлович/т 220 кВ - Уруша/т 220 кВ	87	83	710	12,3
Уруша/т 220 кВ - Сквородино АТ2 220 кВ	206	194	710	28,9
Е-Павлович/т 220 кВ - Аячи 220 кВ	65	66	710	9,3
Сквородино АТ1 220 кВ - Тында АТ 220 кВ	191	190	710	26,9
Сквородино АТ2 220 кВ - Тында АТ 220 кВ	188	187	710	26,5
Магдагачи Т2 220 кВ - Ключевая 220 кВ	88	77	710	12,4
Аячи 220 кВ - Амазар 220 кВ	49	45	710	6,8
Амазар 220 кВ - Могоча	26	3	710	3,6
Е-Павлович/т 220 кВ - Чичатка 220 кВ	75	79	710	11,2
Чичатка 220 кВ - Семиозерный	35	12	710	5
Семиозерный - Могоча	19	3	710	2,7

Перегруженных линий на выбранном участке электрической сети нет.

Таблица 17 – Потери

Генерация P_ген, МВт	Нагрузка P_нагр, МВт	Потери Dp, МВт
398,0	382,0	16,77

Потери активной мощности составляют 4,2 % от генерации.

1.4 Расчет и анализ нормального режима электрической сети (лето)

Произведем расчет нормального режима в период наименьших нагрузок.

Поскольку линии на рассматриваемом участке протяженные, в режиме наименьших нагрузок генерируется большое количество зарядной мощности. Расчет режима позволит провести оценку достаточности КУ, потребляющих излишнюю реактивную мощность.

Таблица 18 – Узлы

№	Название	Номинальное напряжение U_ном, кВ	Активная нагрузка P_н, МВт	Реактивная нагрузка Q_н, МВар	Генерация активной мощности P_г, МВт	Генерация реактивной мощности Q_г, МВар	Заданный модуль напряжения V_зд, кВ	Расчетный модуль напряжения V, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Нерюнгринская ГРЭС	220			115	20,6	237,7	237,68
2	Тында АТ 220 кВ	220	16,6	5,2		-98	226	226
3	о.т. АТ	220						225,32
4	СН 110 кВ АТ	110	15,9	2,6				117,09
5	НН 35 кВ АТ	35						37,63
6	Дипкун 220 кВ	220						231,39
7	о.т.	220						221,54
8	СН 35 кВ	35	0,4	0,6				33,11
9	НН 10 кВ	10						10,09
10	Тутаул 220 кВ	220						233,69
11	о.т.	220						224,05
12	СН 35 кВ	35	0,1	0,1				33,49
13	НН 10 кВ	10						10,21
14	Призейская 220 кВ	220	7,7	1,9				238,98
15	о.т.	220						234,09

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6	7	8	9
16	СН 35 кВ	35	1,6	0,1				34,98
17	НН 10 кВ	10	0,2					10,66
18	Зейская ГЭС	220			226,9	59,5	246,3	246,29
19	Светлая 220 кВ	220	41,7	2,5				245,8
20	Ключевая 220 кВ	220						236,39
21	о.т.	220						235,03
22	Ключевая СН 35 кВ	35	4,9	1				37,45
23	Ключевая НН	10						10,71
24	Сулус/т 220 кВ	220	13,4	14,4				235,08
25	Магдагачи Т1	220						233,85
26	Магдагачи Т2	220						233,87
27	о.т. Т1	220						225
28	о.т. Т2/3	220						230,69
29	СН Т1	35	6,5	7				37,55
30	СН Т2/3	28	6,7	8,2				27,58
31	НН Т1	10						10,8
32	НН Т2/3	10	1	0,5				10,5
33	Гонжа/т 220 кВ	220	18,6	13,9				230,46
34	Ульручы/т 220 кВ	220	21,7	18				224,12
35	Талдан Т1 220 кВ	220	8,4	10,3				227,3
36	Талдан Т2 220 кВ	220	16,2	10,4				227,3
37	Сковородино АТ1	220				-21,1	223	223
38	Сковородино АТ2	220						223,01
39	АТ1 о.т.	220						222,25
40	АТ2 о.т.	220						222,25
41	СН 110 кВ АТ1	110	19,8	0,6				118,26
42	СН 110 кВ АТ2	110	19,8	0,7				118,26
43	НН 35 кВ АТ1	35	0,6	0,2				37,08
44	НН 35 кВ АТ2	35	0,6	0,2				37,08
45	Сковородино/т	220	17,1	11,8				222,93
46	Уруша/т 220 кВ	220	11,6	16,3				219,56
47	Бам/т 220 кВ	220	13,3	17,4				221,59
48	Б-Омутная 220 кВ	220	12,6	10,6				218,35
49	Е-Павлович/т	220	7,2	12,6				217,91
50	Аячи 220 кВ	220	13,9	9,7				217,47
51	отп. Талдан 1	220						227,31
52	отп. Талдан 2	220						227,31
53	Чичатка 220 кВ	220	14,7	15,1				217,47
54	Амазар 220 кВ	220	3,5	11,3				217,32
55	Семиозерный	220	14,5	15,7				216,86
56	Могоча	220						217,57

Расчет режима показал, что мощность УШР и ШР установленных на рассматриваемом участке, достаточна для поддержания напряжения в допустимых пределах.

Напряжения в узлах сети находятся в допустимых пределах. При этом на участке 220 кВ от ПС Сковородино до ПС Аячи значение напряжения ниже номинального.

Управление напряжением на шинах СН и НН ПС осуществляется с помощью устройств ПБВ и РПН.

Таблица 19 – Токовая загрузка линий

Название	Ток в начале I _{нач} , кА	Ток в конце I _{кон} , кА	Длительно- допус- тимый ток I _{доп_25_ДД} ТН, кА	Токовая загрузка I/I _{доп_ДД} ТН, %
1	2	3	4	5
Нерюнгринская ГРЭС - Тында АТ 220 кВ	142	164	710,0	23,1
Нерюнгринская ГРЭС - Тында АТ 220 кВ	142	164	710,0	23,1
Тында АТ 220 кВ - Дипкун 220 кВ	77	42	710,0	10,8
Дипкун 220 кВ - Тутаул 220 кВ	70	56	710,0	9,9
Тутаул 220 кВ - Призейская 220 кВ	90	61	710,0	12,7
Призейская 220 кВ - Зейская ГЭС	96	63	710,0	13,5
Зейская ГЭС - Светлая 220 кВ	142	143	710,0	20,1
Зейская ГЭС - Светлая 220 кВ	142	143	710,0	20,1
Зейская ГЭС - Магдагачи Т2 220 кВ	205	227	830,0	27,3
Светлая 220 кВ - Ключевая 220 кВ	190	205	710,0	28,9
Ключевая 220 кВ - Сулус/т 220 кВ	112	116	640,0	18,1
Сулус/т 220 кВ - Магдагачи Т1 220 кВ	70	75	640,0	11,8
Магдагачи Т2 220 кВ - Гонжа/т 220 кВ	182	188	710,0	26,5
Гонжа/т 220 кВ - отп. Талдан 1	131	139	710,0	19,5
отп. Талдан 1 - Сковородино АТ1 220 кВ	106	119	710,0	16,8
отп. Талдан 1 - Талдан Т1 220 кВ	34	34	710,0	4,8
Талдан Т2 220 кВ - отп. Талдан 2	48	48	710,0	6,7
Магдагачи Т1 220 кВ - отп. Талдан 2	158	171	640,0	26,8
отп. Талдан 2 - Ульручьи/т 220 кВ	124	133	640,0	20,8
Ульручьи/т 220 кВ - Сковородино АТ2	61	67	710,0	9,4
Сковородино АТ1 220 кВ - Сковородино/т	26	27	710,0	3,8
Сковородино АТ2 220 кВ - Сковородино/т	26	27	710,0	3,8
Сковородино АТ1 220 кВ - Бам/т 220 кВ	131	134	710,0	18,9
Бам/т 220 кВ - Б-Омутная 220 кВ	91	98	710,0	13,8

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5
Б-Омутная 220 кВ - Е-Павлович/т 220 кВ	58	60	710,0	8,5
Е-Павлович/т 220 кВ - Уруша/т 220 кВ	88	85	710,0	12,4
Уруша/т 220 кВ - Сковородино АТ2 220 кВ	124	117	710,0	17,5
Е-Павлович/т 220 кВ - Аячи 220 кВ	56	57	710,0	8,1
Е-Павлович/т 220 кВ - Чичатка 220 кВ	44	46	710,0	6,5
Сковородино АТ1 220 кВ - Тында АТ 220 кВ	125	126	710,0	17,7
Сковородино АТ2 220 кВ - Тында АТ 220 кВ	123	124	710,0	17,5
Магдагачи Т2 220 кВ - Ключевая 220 кВ	91	81	710,0	12,8
Аячи 220 кВ - Амазар 220 кВ	22	21	710,0	3,1
Амазар 220 кВ - Могоча	22	13	710,0	3,2
Е-Павлович/т 220 кВ - Чичатка 220 кВ	25	29	710,0	4,0
Чичатка 220 кВ - Семиозерный	31	34	710,0	4,7
Семиозерный - Могоча	27	13	710,0	3,8

Токовая нагрузка находится в допустимых пределах.

Таблица 20 – Нагрузки подстанций (лето)

ПС	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, МВар	Коэффициент реактивной мощности, tgφ
Магдагачи	13,2	15,2	1,15
Гонжа/т	18,6	13,9	0,75
Ульручы/т	21,7	18	0,83
Талдан/т	24,6	20,7	0,84
Сковородино/т	17,1	11,8	0,69
Сковородино	39,6	1,3	0,03
Уруша/т	11,6	16,3	1,41
Бам/т	13,3	17,4	1,31
Большая Омутная/т	12,6	10,6	0,84
Аячи/т	13,9	9,7	0,70
Ерофей Павлович/т	7,2	12,6	1,75

Коэффициент реактивной мощности на тяговых ПС в летний период выше регламентированных значений.

1.5 Расчет и анализ послеаварийного режима электрической сети

Для проверки соответствия рассматриваемой схемы сети требованиям надежного электроснабжения потребителей выполняются расчеты послеаварийных режимов.

Поскольку рассматриваем транзит ВЛ 220 кВ Магдагачи – Сковородино – Ерофей Павлович/г, в качестве послеаварийных режимов будем рассматривать отключение линий электропередачи именно на этом участке сети.

Произведем расчет послеаварийного режима. В качестве нормативного возмущения рассмотрим отключение ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/г, поскольку ПС Уруша/г является наиболее загруженной ПС на выбранном транзите.

При анализе режима обратим внимание на напряжения в узлах сети и токовую загрузку линий.

Таблица 21 – Напряжения в узлах сети

№	Название	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ	Расчетное напряжение V, кВ	Отклонение напряжения dV, %
1	2	3	4	5
1	Нерюнгринская ГРЭС	220	237,68	8,04
4	СН 110 кВ АТ	110	117,61	6,92
5	НН 35 кВ АТ	35	37,8	8
6	Дипкун 220 кВ	220	235,82	7,19
10	Тутаул 220 кВ	220	238,99	8,63
11	о.т.	220	238,93	8,6
13	НН 10 кВ	10	10,88	8,83
14	Призейская 220 кВ	220	242,86	10,39
15	о.т.	220	237,67	8,03
17	НН 10 кВ	10	10,82	8,24
18	Зейская ГЭС	220	246,29	11,95
19	Светлая 220 кВ	220	245,63	11,65
20	Ключевая 220 кВ	220	233,45	6,11
21	о.т.	220	231,97	5,44

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5
22	Ключевая СН 35 кВ	35	36,96	5,61
23	Ключевая НН 10 кВ	10	10,57	5,66
24	Сулус/т 220 кВ	220	231,9	5,41
46	Уруша/т 220 кВ	220	166,46	-24,34
47	Бам/т 220 кВ	220	206,58	-6,1
48	Б-Омутная 220 кВ	220	178,35	-18,93
49	Е-Павлович/т 220 кВ	220	173,39	-21,19
50	Аячи 220 кВ	220	172,49	-21,59
53	Чичатка 220 кВ	220	172,47	-21,61
54	Амазар 220 кВ	220	172,45	-21,61
55	Семиозерный	220	172,92	-21,4
56	Могоча	220	173,18	-21,28

Согласно [42] минимально допустимые и аварийно допустимые напряжения в узлах с мощными электродвигателями или высокой долей электродвигательной нагрузки определяются через нормируемые коэффициенты запаса и критические по устойчивости напряжения.

Аварийно допустимое напряжение (АДН) – это значение напряжения, превышающее критическое напряжение на величину, соответствующую нормативному коэффициенту запаса для послеаварийного режима.

Критическое напряжение в узлах такой нагрузки 110 кВ и выше при отсутствии более точных данных следует принимать равным:

$$U_{\text{кр}} = 0,7 \cdot U_{\text{ном}} \quad (1)$$

Коэффициенты запаса в нормальном режиме должны быть не ниже 1.15, в послеаварийном режиме не ниже 1.1 [42].

Минимально допустимым напряжением является величина $U_{\text{кр}} \cdot 1.15$, аварийно допустимым напряжением (АДН) - величина $U_{\text{кр}} \cdot 1.1$ [42].

На ПС Уруша напряжение 166,46 кВ, что ниже аварийно допустимого напряжения – 169,4 кВ.

Таблица 22 – Токовая загрузка линий

Название	Ток в начале I _{нач} , кА	Ток в конце I _{кон} , кА	Длительно- допус- тимый ток I _{доп_25_ДД} ТН, кА	Токовая загрузка I/I _{доп_ДД} ТН, %
1	2	3	4	5
Нерюнгринская ГРЭС - Тында АТ 220 кВ	231	236	710	33,2
Нерюнгринская ГРЭС - Тында АТ 220 кВ	231	236	710	33,2
Тында АТ 220 кВ - Дипкун 220 кВ	95	44	710	13,3
Дипкун 220 кВ - Тутаул 220 кВ	86	67	710	12,1
Тутаул 220 кВ - Призейская 220 кВ	69	36	710	9,7
Призейская 220 кВ - Зейская ГЭС	59	29	710	8,3
Зейская ГЭС - Светлая 220 кВ	148	149	710	21
Зейская ГЭС - Светлая 220 кВ	148	149	710	21
Зейская ГЭС - Магдагачи Т2 220 кВ	192	216	830	26
Светлая 220 кВ - Ключевая 220 кВ	176	193	710	27,2
Ключевая 220 кВ - Сулус/т 220 кВ	104	108	640	16,8
Сулус/т 220 кВ - Магдагачи Т1 220 кВ	71	76	640	11,9
Магдагачи Т2 220 кВ - Гонжа/т 220 кВ	170	177	710	24,9
Гонжа/т 220 кВ - отп. Талдан 1	125	134	710	18,9
отп. Талдан 1 - Сковородино АТ1 220 кВ	110	125	710	17,6
отп. Талдан 1 - Талдан Т1 220 кВ	27	27	710	3,8
Талдан Т2 220 кВ - отп. Талдан 2	41	41	710	5,8
Магдагачи Т1 220 кВ - отп. Талдан 2	148	164	640	25,6
отп. Талдан 2 - Ульручьи/т 220 кВ	122	134	640	20,9
Ульручьи/т 220 кВ - Сковородино АТ2	73	79	710	11,2
Сковородино АТ1 220 кВ - Сковородино/т	20	20	710	2,9
Сковородино АТ2 220 кВ - Сковородино/т	19	19	710	2,6
Сковородино АТ1 220 кВ - Бам/т 220 кВ	196	199	710	28,1
Бам/т 220 кВ - Б-Омутная 220 кВ	123	136	710	19,2
Б-Омутная 220 кВ - Е-Павлович/т 220 кВ	76	78	710	10,9

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5
Е-Павлович/т 220 кВ - Уруша/т 220 кВ	87	83	710	12,3
Уруша/т 220 кВ - Сковородино АТ2 220 кВ	206	195	710	29
Е-Павлович/т 220 кВ - Аячи 220 кВ	65	66	710	9,4
Сковородино АТ1 220 кВ - Тында АТ 220 кВ	192	190	710	27,1
Сковородино АТ2 220 кВ - Тында АТ 220 кВ	189	187	710	26,7
Магдагачи Т2 220 кВ - Ключевая 220 кВ	89	78	710	12,5
Аячи 220 кВ - Амазар 220 кВ	49	45	710	6,8
Амазар 220 кВ - Могоча	26	3	710	3,6
Е-Павлович/т 220 кВ - Чичатка 220 кВ	75	79	710	11,2
Чичатка 220 кВ - Семиозерный	35	11	710	4,9
Семиозерный - Могоча	19	3	710	2,7

Перегруженных линий в послеаварийном режиме нет. Выросла нагрузка ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т.

Выполним расчет еще одного послеаварийного режима. Отключим линию ВЛ 220 кВ Сковородино – Гонжа/т.

Таблица 23 – Напряжения в узлах сети

№	Название	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ	Расчетное напряжение V , кВ	Отклонение напряжения dV , %
1	2	3	4	5
1	Нерюнгринская ГРЭС	220	237,68	8,04
4	СН 110 кВ АТ	110	117,61	6,92
5	НН 35 кВ АТ	35	37,8	8,01
6	Дипкун 220 кВ	220	235,78	7,17
10	Тутаул 220 кВ	220	238,95	8,61
11	о.т.	220	238,89	8,59
13	НН 10 кВ	10	10,88	8,81
14	Призейская 220 кВ	220	242,82	10,37
15	о.т.	220	237,62	8,01
17	НН 10 кВ	10	10,82	8,22

Продолжение таблицы 23

1	2	3	4	5
18	Зейская ГЭС	220	246,29	11,95
19	Светлая 220 кВ	220	245,81	11,73
20	Ключевая 220 кВ	220	237,3	7,86
21	о.т.	220	235,86	7,21
22	Ключевая СН 35 кВ	35	37,58	7,38
23	Ключевая НН 10 кВ	10	10,74	7,43
24	Сулус/т 220 кВ	220	236,1	7,32
25	Магдагачи Т1 220 кВ	220	234,89	6,77
26	Магдагачи Т2 220 кВ	220	234,94	6,79
28	о.т. Т2/3	220	234,53	6,6
32	НН Т2/3	10	10,68	6,76
33	Гонжа/т 220 кВ	220	234,14	6,43
46	Уруша/т 220 кВ	220	208,79	-5,1
48	Б-Омутная 220 кВ	220	207,38	-5,74
49	Е-Павлович/т 220 кВ	220	206,65	-6,07
50	Аячи 220 кВ	220	206,12	-6,31
53	Чичатка 220 кВ	220	205,04	-6,8
54	Амазар 220 кВ	220	205,92	-6,4
55	Семиозерный	220	206,19	-6,28
56	Могоча	220	206,6	-6,09

При отключении ВЛ 220 кВ Сквородино – Гонжа/т напряжения находятся в допустимых пределах.

Таблица 24 – Токовая загрузка линий

Название	Ток в начале I _{нач} , кА	Ток в конце I _{кон} , кА	Длительно- допус- тимый ток I _{доп_25_ДД} ТН, кА	Токовая загрузка I/I _{доп_ДД} ТН, %
1	2	3	4	5
Нерюнгринская ГРЭС - Тында АТ 220 кВ	231	236	710	33,2

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4	5
Нерюнгринская ГРЭС - Тында АТ 220 кВ	231	236	710	33,2
Тында АТ 220 кВ - Дипкун 220 кВ	95	51	710	13,4
Дипкун 220 кВ - Тутаул 220 кВ	88	71	710	12,4
Тутаул 220 кВ - Призейская 220 кВ	73	47	710	10,3
Призейская 220 кВ - Зейская ГЭС	66	47	710	9,3
Зейская ГЭС - Светлая 220 кВ	143	144	710	20,2
Зейская ГЭС - Светлая 220 кВ	143	144	710	20,2
Зейская ГЭС - Магдагачи Т2 220 кВ	180	203	830	24,4
Светлая 220 кВ - Ключевая 220 кВ	165	181	710	25,5
Ключевая 220 кВ - Сулус/т 220 кВ	98	102	640	15,9
Сулус/т 220 кВ - Магдагачи Т1 220 кВ	66	71	640	11,1
Магдагачи Т2 220 кВ - Гонжа/т 220 кВ	46	51	710	7,2
Талдан Т2 220 кВ - отп. Талдан 2	68	68	710	9,5
Магдагачи Т1 220 кВ - отп. Талдан 2	249	264	640	41,3
отп. Талдан 2 - Ульручы/т 220 кВ	198	207	640	32,3
Ульручы/т 220 кВ - Сковородино АТ2	148	153	710	21,5
Сковородино АТ1 220 кВ - Сковородино/т	17	17	710	2,4
Сковородино АТ1 220 кВ - Бам/т 220 кВ	203	207	710	29,1
Бам/т 220 кВ - Б-Омутная 220 кВ	127	142	710	20
Б-Омутная 220 кВ - Е-Павлович/т 220 кВ	79	81	710	11,4
Е-Павлович/т 220 кВ - Уруша/т 220 кВ	91	86	710	12,9
Уруша/т 220 кВ - Сковородино АТ2 220 кВ	215	203	710	30,2
Е-Павлович/т 220 кВ - Аячи 220 кВ	68	69	710	9,7
Сковородино АТ1 220 кВ - Тында АТ 220 кВ	216	203	710	30,4
Сковородино АТ2 220 кВ - Тында АТ 220 кВ	213	200	710	30
Магдагачи Т2 220 кВ - Ключевая 220 кВ	83	72	710	11,6
Аячи 220 кВ - Амазар 220 кВ	49	46	710	6,9
Амазар 220 кВ - Могоча	25	3	710	3,5
Е-Павлович/т 220 кВ - Чичатка 220 кВ	78	83	710	11,7
Чичатка 220 кВ - Семиозерный	34	11	710	4,8
Семиозерный - Могоча	19	3	710	2,7

Рассмотрим послеаварийный режим без питания подстанций Забайкальского края. Отключенный элемент ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/т.

Таблица 25 – Напряжения в узлах сети

№	Название	U ном	V	dV
1	Нерюнгринская ГРЭС	220	237,68	8,04
4	СН 110 кВ АТ	110	117,61	6,92
5	НН 35 кВ АТ	35	37,8	8
6	Дипкун 220 кВ	220	235,81	7,19
10	Тутаул 220 кВ	220	238,99	8,63
11	о.т.	220	238,93	8,6
13	НН 10 кВ	10	10,88	8,83
14	Призейская 220 кВ	220	242,87	10,39
15	о.т.	220	237,67	8,03
17	НН 10 кВ	10	10,82	8,24
18	Зейская ГЭС	220	246,29	11,95
19	Светлая 220 кВ	220	245,79	11,72
20	Ключевая 220 кВ	220	236,65	7,57
21	о.т.	220	235,19	6,91
22	Ключевая СН 35 кВ	35	37,48	7,08
23	Ключевая НН 10 кВ	10	10,71	7,13
24	Сулус/т 220 кВ	220	235,4	7
25	Магдагачи Т1 220 кВ	220	234,08	6,4
26	Магдагачи Т2 220 кВ	220	234,11	6,41
28	о.т. Т2/3	220	233,7	6,23
32	НН Т2/3	10	10,64	6,38
41	СН 110 кВ АТ1	110	117,69	6,99
42	СН 110 кВ АТ2	110	117,69	6,99
43	НН 35 кВ АТ1	35	36,91	5,44
44	НН 35 кВ АТ2	35	36,91	5,44
46	Уруша/т 220 кВ	220	207,81	-5,54
47	Бам/т 220 кВ	220	193,44	-12,07
48	Б-Омутная 220 кВ	220	198,13	-9,94
49	Е-Павлович/т 220 кВ	220	200	-9,09
50	Аячи 220 кВ	220	199,37	-9,38

Из таблицы видно, что на ПС Уруша, БАМ/т, Большая Омутная/т, Ерофей Павлович/т, Аячи/т напряжение ниже номинального, но не ниже АДН.

Таблица 26 – Токовая загрузка линий

Название	Ток в начале $I_{нач}$, кА	Ток в конце $I_{кон}$, кА	Длительно- допус- тимый ток $I_{доп_25_ДД}$ ТН, кА	Токовая загрузка $I/I_{доп_ДД}$ ТН, %
Бам/т 220 кВ - Б-Омутная 220 кВ	91	75	710	12,9
Б-Омутная 220 кВ - Е-Павлович/т 220 кВ	144	140	710	20,3
Е-Павлович/т 220 кВ - Уруша/т 220 кВ	204	191	710	28,7
Уруша/т 220 кВ - Сквородино АТ2 220 кВ	329	314	710	46,4

Перегруженных линий в послеаварийном режиме нет.

В результате расчета нормального и послеаварийного режима можно сделать следующие выводы:

1. На транзите 220 кВ Магдагачи – Сквородино – Ерофей Павлович/т расположено много тяговых подстанций, потребляющих большое количество реактивной мощности. На данный момент источников реактивной мощности на этом транзите не установлено.

2. В нормальном режиме напряжения находят в допустимых пределах, перегруженных линий нет.

3. В послеаварийном режиме при отключении линий на участке от ПС Сквородино до ПС Могоча происходит снижение напряжения, в том числе ниже АДН;

4. При отсутствии перетока мощности в Забайкальскую энергосистему, в послеаварийном режиме при отключении линий на участке от ПС Сквородино до ПС Ерофей Павлович также происходит снижение напряжения, но не ниже АДН. Минимальное напряжение наблюдается на ПС Уруша/т и составляет 193,44 кВ, при отключении ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т.

Эти выводы указывают на необходимость установки источников реактивной мощности на рассматриваемом участке.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА СОВРЕМЕННЫХ ИСТОЧНИКОВ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Электрифицированный железнодорожный транспорт является переменной нагрузкой, в связи с этим стоит рассматривать ИРМ с плавной регулировкой параметров. Также, тяговая нагрузка отрицательно сказывается на несимметрии и несинусоидальности напряжения поэтому следует рассмотреть варианты с устройствами позволяющими минимизировать негативное воздействие нагрузки на качество электрической энергии.

ИРМ можно разделить на две группы. К первой группе относятся вращающиеся синхронные машины: синхронные компенсаторы, синхронные генераторы электростанций, синхронные двигатели. Эти устройства позволяют плавно регулировать мощность как в режиме потребления, так и в режиме генерирования. Ко второй группе относятся статические компенсаторы реактивной мощности, такие как: батареи статических конденсаторов, устройства на базе преобразователей (выпрямители, инверторы) с искусственной коммутацией тиристоров или их комбинации.

Конденсаторные батареи регулируют генерируемую мощность только ступенчато. Для их коммутации применяют либо обычные контакторы, либо тиристорные ключи. Конденсаторные батареи, особенно коммутируемые тиристорами, обладают высоким быстродействием при ступенчатом регулировании реактивной мощности. Синхронные машины обладают способностью плавно регулировать реактивную мощность, что является их достоинством, но при этом обладают большой инертностью, обусловленной постоянной времени системы возбуждения, что является их недостатком [23].

Оптимальным вариантом является применение комбинированных ИРМ, способных при высоком быстродействии плавно регулировать реактивную мощность. Такие ИРМ обычно состоят из регулируемой ступенчато конденсаторной батареи и плавно регулируемого реактора, включённых параллельно. Однако при относительно большой мощности регулируемых

тиристорами реакторов комбинированные ИРМ становятся источниками высших гармоник тока. Этот недостаток можно устранить путём установки фильтров высших гармоник тока. Обычно роль фильтрокомпенсирующих устройств выполняют секционированные конденсаторные батареи. Для этого последовательно с конденсаторами включают небольшие реакторы, обеспечивая условия, при которых сопротивление цепи конденсатор-реактор близко к нулю на частоте настройки на компенсируемую гармонику [22].

Далее подробно рассмотрим устройства ИРМ.

Синхронный компенсатор – синхронный двигатель облегченной конструкции, предназначенный для работы на холостом ходу. В режиме перевозбуждения является генератором реактивной мощности. В недо возбужденном режиме потребляет реактивную мощность из сети.

Синхронные компенсаторы применяют для стабилизации напряжения в сети при передаче энергии по линиям большой протяженности. При больших индуктивных нагрузках напряжение в конце линии (у потребителей) оказывается намного меньше, чем в начале, а при малых нагрузках, наоборот, под влиянием емкостных сопротивлений линии напряжение в конце линии может повышаться по сравнению с напряжением в начале. Если же в конце линии (у потребителей) включить СК, работающий при больших нагрузках с перевозбуждением и при малых нагрузках с недо возбуждением, это позволит поддерживать напряжение в конце линии практически неизменным [20].

Недостатком СК является большая инертность, что не позволяет быстро реагировать на изменение параметров сети, также СК занимает много места, обладает высокой стоимостью, дорогой в эксплуатации, вызывает шум и вибрацию. В случае выхода из строя вращающихся элементов требует длительного ремонта. В сравнении с современными средствами компенсации реактивной мощности является устаревшим.

Батареи статических конденсаторов (БСК) – группы силовых высоковольтных конденсаторов, собранные путем их параллельно-последовательного соединения.

Предприятия энергоснабжения используют батареи статических конденсаторов в распределительной сети и на низком напряжении для обеспечения реактивной мощности рядом с индуктивными нагрузками, там, где это нужно. Это снижает общую величину тока распределительного фидера, улучшает профиль напряжения вдоль фидера, высвобождает часть пропускной способности фидера и снижает потери. Если предприятие энергоснабжения устанавливает в системе распределения конденсаторы достаточной величины, снижается нагрузка на трансформаторы подстанции. Снижение нагрузки не только улучшает условия аварийных коммутаций в системе распределения, но также увеличивает срок службы оборудования и позволяет отложить дорогостоящее увеличение мощности системы.

БСК получили большое распространение благодаря тому, что они относительно недороги, легко и быстро устанавливаются и могут быть подключены практически к любой точке сети.

Основным недостатком БСК является то, что их реактивная мощность пропорциональна квадрату напряжения и, следовательно, когда напряжение низкое и система наиболее нуждается в реактивной мощности, конденсаторные батареи оказываются наименее эффективными. В БСК используется ступенчатое регулирование [9].

БСК производятся на базе косинусных однофазных конденсаторов, путем их параллельно-последовательного соединения в звезду или треугольник в зависимости от режима работы нейтрали. Для ограничения тока при включении БСК оснащаются токоограничивающими реакторами (по одному на фазу). Защита БСК обеспечивается отключением головного выключателя. Сигнал на устройства РЗА для отключения головного выключателя поступает с трансформаторов тока ТФЗМ, которые подключаются в разрыв двух параллельных групп конденсаторов [28].

Другой метод защиты применяемый в БСК – с помощью трансформатора напряжения. Этот метод основан на том, что при выходе из строя одного из конденсаторов батареи, появляется напряжение на вторичной обмотке двух

встречноключенных разрядных катушек. Такие катушки размещаются по две в каждой фазе [28].

Схема подключения БСК представлена на рисунке 6.

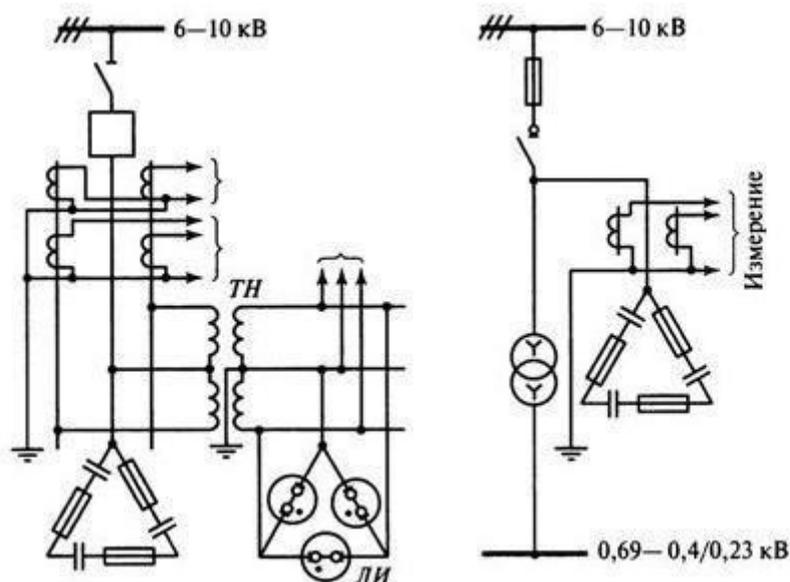


Рисунок 6 – Схема подключения БСК

Асинхронизированные компенсаторы (АСК) применяются в электрических сетях для ликвидации дефицита реактивной мощности и регулирования напряжения в сети. Они способны генерировать и потреблять реактивную мощность в широком диапазоне, а также обладают высокой перегрузочной способностью, позволяющей обеспечить устойчивость прилегающей энергосистемы при авариях [33].

АСК представляет собой комплекс, состоящий из собственно электрической машины переменного тока, системы возбуждения и системы автоматического управления защиты и сигнализации с автоматическим регулятором возбуждения (АРВ) [33].

АСК отличается от традиционного синхронного компенсатора наличием на роторе двух обмоток возбуждения, сдвинутых относительно друг друга по окружности ротора в пределах полюсного деления на угол $\pi/2$. Наличие на роторе АСК второй обмотки позволяет возбуждать компенсатор не только по

продольной оси d , как в синхронной машине, но и по поперечной оси q . Это придает АСК качественно новые свойства в сравнении с синхронными компенсаторами – расширяются области статической и динамической устойчивости компенсатора и энергосистемы, в составе которой работает АСК, в целом [33].

Основные преимущества АСК над СК:

- повышение диапазона регулирования потребляемой реактивной мощности

- кратковременная двукратная по отношению к номинальной мощности выдача (или потребление) реактивной мощности в электрическую сеть в динамических режимах;

- высокое быстродействие при регулировании реактивной мощности (напряжения), что улучшает характер протекания переходных процессов в системе.

Предпочтительная область применения АСК:

- подстанции, электрически удаленные от крупных электростанций, где возникает задача нормализации уровней напряжения и КРМ;

- подстанции в промежуточных узлах протяженных линий электропередач, где возникает задача повышения пропускной способности и обеспечения высокого уровня динамической устойчивости;

- подстанции, обеспечивающие электропитание объектов с резкопеременной нагрузкой при необходимости улучшения качества протекания динамических режимов.

В 2009 году созданы промышленные образцы этого устройства: два АСК мощностью по 100 Мвар изготовлены филиалом ОАО «Силовые машины» - «Электросила» при научно-техническом сопровождении ОАО «НТЦ электроэнергетики». Пилотные образцы пройдут опытно-промышленную эксплуатацию на подстанции 500 кВ Бескудниково в Москве [33].

Статический тиристорный компенсатор (СТК) – устройство для плавного регулирования уровня напряжения в прилегающей электрической

сети. В его состав входят конденсаторные батареи и компенсирующие реакторы.

СТК за счет тиристорного управления обладают исключительным быстродействием и осуществляют безынерционное плавное регулирование реактивной мощности во всем диапазоне. Система автоматического управления обеспечивает быструю КРМ и поддержание регулируемого параметра в соответствии с заданной установкой.

Основная схемная конфигурация СТК включает в себя набор фильтров высших гармоник – фильтрокомпенсирующих цепей (ФКЦ), постоянно подключенных к сети или коммутируемых выключателями, и включенные параллельно им в треугольник три фазы управляемых тиристорами реакторов - тиристорно-реакторная группа (ТРГ). Угол зажигания тиристоров ТРГ может быстро изменяться таким образом, что ток в реакторе отслеживает ток нагрузки или реактивную мощность в энергосистеме [36].

Схема СТК представлена на рисунке 6.

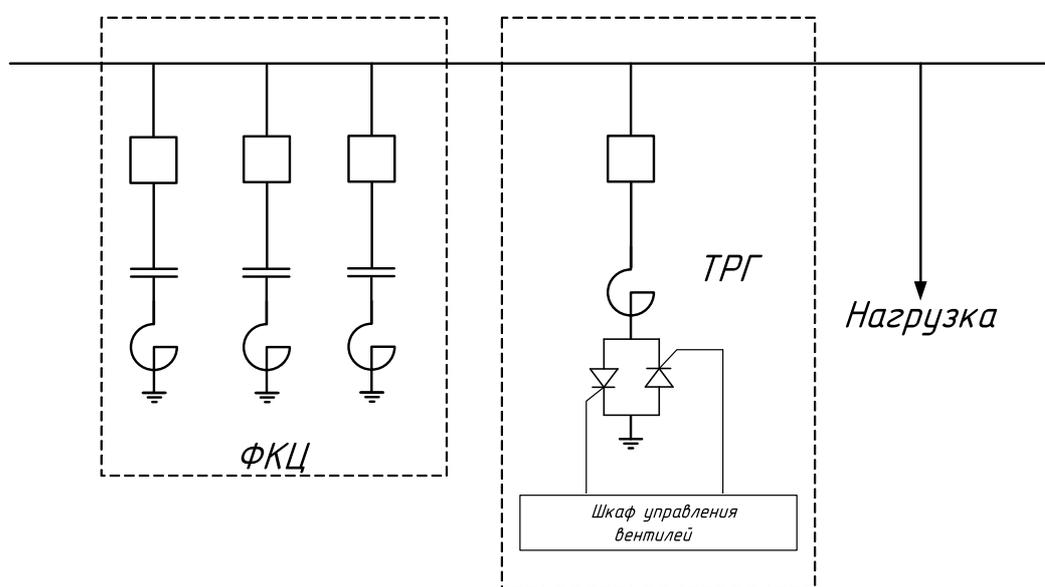


Рисунок 10 – Схема СТК

Номинальная мощность и схема СТК выбирается для конкретного объекта в зависимости от параметров системы электроснабжения, вида и

мощности компенсируемой нагрузки и требований по качеству электроэнергии и выполняемым функциям. Для каждого отдельного случая производится расчет требуемой мощности ТРГ и ФКЦ, и определяется их состав [36].

В нормальном режиме работы сети СТК будет контролировать и регулировать напряжение до необходимого заданного значения в нормальных условиях статической устойчивости. В аварийных ситуациях СТК выполняет оперативное динамическое изменение реактивной мощности после возникновения повреждений в системе, например в результате коротких замыканий в сети, отключений питания линий электропередач и генератора.

Преимущества СТК:

- дополнительно увеличивает пропускную способность линий;
- снижает потери;
- уменьшает амплитуду качания активной мощности;
- предотвращает повышение нагрузки при потере нагрузки.

Также СТК при установке на тяговых подстанциях

СТК на тяговых ПС также решает проблему фильтрации высших гармонических составляющих.

СТАТКОМ – статический компенсатор реактивной мощности, выполненный на основе полностью управляемых полупроводниковых приборах, так называемых биполярных транзисторах с изолированным затвором – Insulated Gate Bipolar Transistor (IGBT), по схеме преобразователя напряжения [33].

Преобразователи напряжения – полупроводниковые преобразователи, звено постоянного тока которых отображается источником напряжения на интервале повторяемости процессов коммутации вентилей (источник постоянного тока или батарея конденсаторов большой емкости) [33].

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 $50 \text{ Гц} \pm 3 \text{ Гц}$. В энергетике

используется трехуровневая схема преобразователя. Три уровня напряжения (ноль, половина и полное) позволяют задать двухступенчатую основу синусоиды, что позволяет снизить мощность фильтров [33].

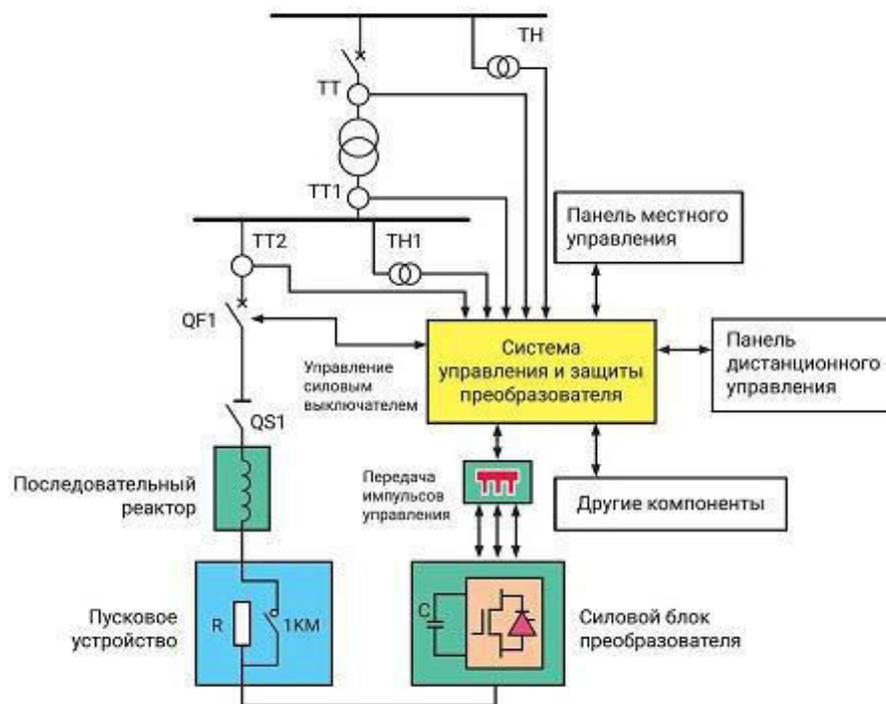


Рисунок 11 – Принципиальная схема СТАТКОМ

К преимуществам СТАТКОМ перед СТК можно отнести: многофункциональность, высокое быстродействие, малое содержание высших гармоник, малые размеры, позволяющие до двух раз сократить занимаемую площадь по сравнению с СТК.

СТАТКОМ показывает куда меньшую вероятность появления резонансных явлений, а при снижении напряжения переходит в режим постоянного источника тока, обеспечивая постоянное выходное напряжение, в отличие от систем СТК. Также к плюсам СТАТКОМ относят возможность поддержания номинального емкостного выходного тока при низком напряжении системы, что, в свою очередь, обеспечивает более высокую динамическую устойчивость передачи по сравнению с СТК [33].

Недостатком СТАТКОМ является его высокая стоимость.

Для установки СТАТКОМ требуются дополнительные обоснования, например это устройство устанавливают, когда стоит задача бороться с выраженным фликкер-эффектом. Также СТАТКОМ актуален, если необходимо сократить площадь установки.

Таблица 27 – Сравнение различных типов ИРМ

Тип ИРМ	Быстродействие	Тип регулирования	Потребляет реактивную мощность при отключении нагрузки	Сложность эксплуатации	Статическая устойчивость	Динамическая устойчивость
БСК	+	Ступенчатое	-	-	-	-
СК	-	Плавное	+	+	-	-
АСК	-	Плавное	+	+	+	+
СТК	+	Плавное	+	-	-	-
СТАТКОМ	+	Плавное	+	-	+	+

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Повышение коэффициента мощности нагрузки с помощью источников реактивной мощности позволяет увеличить пропускную способность линий, повысить активную нагрузку трансформаторов без увеличения их полной мощности. При поперечной компенсации реактивной мощности наряду со снижением тока нагрузки следует отметить снижение потерь активной мощности, повышение уровня напряжения в сети и снижение его потерь в отдельных элементах системы электроснабжения. Наиболее целесообразно подключать конденсаторы как можно ближе к приемникам и потребителям электроэнергии и уменьшения потерь в питающей их сети.

Выбор и размещение устройств компенсации реактивной мощности в электрических сетях производятся исходя из необходимости обеспечения требуемой пропускной способности сети в нормальных и послеаварийных режимах при поддержании необходимых уровней напряжения и запасов устойчивости нагрузки потребителей.

Методика выбора устройств КРМ состоит из следующих этапов:

1. Выбор места установки КРМ;
2. Вычисление мощности устройства КРМ;
3. Проведение необходимых проверок и расчетов;
4. Выбор устройства КРМ.

В результате расчета установившегося режима было выявлено, что снижение напряжение происходит на участке от ПС Сковородино до ПС Аячи.

Для проведения КРМ на проблемном участке предложим следующие варианты:

1. Установка ИРМ на каждой подстанции;
2. Поиск подстанции, установка ИРМ на которой приведет к стабилизации напряжен на всем участке эклектической сети;

Выбор оптимального варианта произведем на основании сравнения приведенных затрат, после расчета установившегося режима.

3.1 Техническая проработка первого варианта

Согласно [41] коэффициент реактивной составляющей нагрузки для номинального напряжения 220 кВ рекомендуется применять не выше величины 0,59.

Таблица 28 – Мощность ИРМ

ПС	Реактивная нагрузка, МВар	Коэффициент реактивной мощности, $\text{tg}\varphi$	Мощность ИРМ, МВар
Уруша/т	33,9	0,9	10,5
Бам/т	19,4	0,8	4,1
Большая Омутная/т	18,5	1,1	9,4
Ерофей Павлович/т	13,6	2,2	21,9
Аячи/т	11,3	1,5	10,3

В данном случае целесообразно произвести установку БСК на каждой ПС. Для установки СК, АСК, СТК мощность на каждой подстанции слишком мала, установка этих устройств будет неоправданна с экономической точки зрения.

Также существует возможность симметрирования несимметричных нагрузок с помощью применения БК с неодинаковыми мощностями фаз. На рисунке 11 приведена схема устройства.

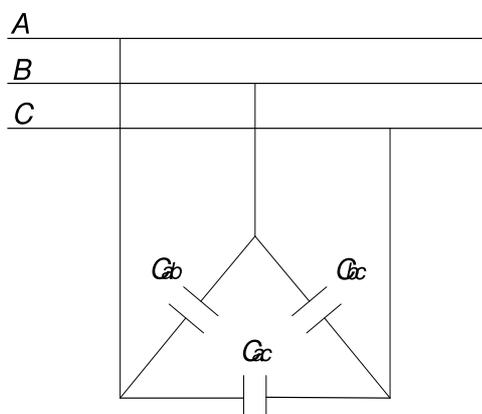


Рисунок 11 – Схема симметрирования с использованием БК

Установку БСК произведем напряжение СН 27,5 кВ.

Таблица 29 – Устройства ИРМ для первого варианта

ПС	Устройство	Номинальная мощность устройства, МВар	Проводимость шунта $B_{ш}$, мкСм
Уруша/т	БСК-27,5-12,0-УХЛ1	12,0	-216,9
Бам/т	БСК-27,5-5,0-УХЛ1	5,0	-84,7
Большая Омутная/т	БСК-27,5-12,0-УХЛ1	12,0	-194,2
Ерофей Павлович/т	БСК-27,5-25,0-УХЛ1	25,0	-452,5
Аячи/т	БСК-27,5-12,0-УХЛ1	12,0	-212,8
Сумма			

Для подключения БСК примем к установке выключатели ВЭО-27,5Б-20/1250 У1 (выключатель элегазовый однополюсный, напряжение - 27,5 кВ, Б - категория, внешней изоляции по длине пути утечки, 20 - номинальный ток отключения, кА; 1250 - номинальный ток, А; У1 - климатическое исполнение и категория размещения).

Выключатель предназначен для работы в условиях умеренного климата при категории размещения 1 ГОСТ 15150. Установка на высоте над уровнем моря не более 1000 м. При большей высоте изменяется характеристика внешней изоляции. Внутренняя изоляция не меняется. Рабочее значение температуры окружающей среды от минус 45 до 40°C.

Далее произведем расчет нормального и послеаварийных режимов с учетом установки БСК.

3.1.1 Расчет и анализ нормального режима электрической сети

Таблица 30 – Узлы

Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	Активная нагрузка $P_{н}$, МВт	Реактивная нагрузка $Q_{н}$, МВар	Проводимость шунта $B_{ш}$, мкСм	Расчетный модуль напряжения V , кВ
1	2	3	4	5	6
Магдагачи Т1	220				235,69
Магдагачи Т2	220				235,71
о.т. Т1	220				216,76

Продолжение таблицы 30

1	2	3	4	5	6
о.т. Т2/3	220				235,3
СН Т1	35	12	14,3		36,15
СН Т2/3	28	4,2	0,5		28,13
НН Т1	10				10,4
НН Т2/3	10	1,8	0,5		10,71
Гонжа/т	220	17,9	10,6		232,81
Ульручы/т	220	14,7	18,8		227,02
Талдан Т1	220	11,7	3,6		229,97
Талдан Т2	220	6,3	15,6		229,96
Сковородино АТ1 220 кВ	220				226
Сковородино АТ2 220 кВ	220				226,02
АТ1 о.т.	220				224,87
АТ2 о.т.	220				224,87
СН АТ1	110	24,8	1,2		119,64
СН АТ2	110	24,9	1,2		119,64
НН 35 кВ АТ1	35	0,6	0,2		37,52
НН 35 кВ АТ2	35	0,6	0,2		37,52
Сковородино/т	220	14,9	2		225,99
Уруша/т	220	36,6	33,9	-247,9	225,16
Бам/т	220	23,7	19,4	-103,3	225,68
Б-Омутная	220	16,8	18,5	-247,9	226,86
Е-Павлович/т	220	6,3	13,6	-516,5	227,21
Аячи 220 кВ	220	7,6	11,3	-247,9	227,6
отп. Талдан 1	220				229,98
отп. Талдан 2	220				229,97
Чичатка	220	23,9	22,6		226,9
Амазар	220	15,9	10,1		227,81
Семиозерный	220	3,9	4,5		228,27

В нормальном режиме напряжения в узлах сети находятся в допустимых пределах.

Таблица 31 – Потери

Генерация P _{ген} , МВт	Нагрузка P _{нагр} , МВт	Потери Dp, МВт
397,0	382,0	14,26

Потери активной мощности составляют 3,6 % от генерации. Снижение потерь составило 2,51 МВт.

3.1.2 Расчет и анализ послеаварийного режима электрической сети

Для моделирования послеаварийного режима произведем отключение наиболее загруженной линии – ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/т.

Таблица 32 – Узлы

Название	Номинальное напряжение U _{ном} , кВ	Активная нагрузка P _н , МВт	Реактивная нагрузка Q _н , МВар	Проводимость шунта В _ш , мкСм	Расчетный модуль напряжения V, кВ
1	2	3	4	5	6
Магдагачи Т1	220				237,15
Магдагачи Т2	220				237,17
о.т. Т1	220				218,36
о.т. Т2/3	220				236,76
СН Т1	35	12	14,3		36,41
СН Т2/3	28	4,2	0,5		28,3
НН Т1	10				10,48
НН Т2/3	10	1,8	0,5		10,78
Гонжа/т	220	17,9	10,6		234,64
Ульручы/т	220	14,7	18,8		229,76
Талдан Т1	220	11,7	3,6		232,25
Талдан Т2	220	6,3	15,6		232,25
Сковородино АТ1 220 кВ	220				229,03
Сковородино АТ2 220 кВ	220				229,02
АТ1 о.т.	220				227,91
АТ2 о.т.	220				227,91
СН АТ1	110	24,8	1,2		121,26
СН АТ2	110	24,9	1,2		121,26
НН 35 кВ АТ1	35	0,6	0,2		38,02
НН 35 кВ АТ2	35	0,6	0,2		38,02
Сковородино/т	220	14,9	2		229
Уруша/т	220	36,6	33,9	-247,9	220,8
Бам/т	220	23,7	19,4	-103,3	227,41
Б-Омутная	220	16,8	18,5	-247,9	224,48
Е-Павлович/т	220	6,3	13,6	-516,5	224,2
Аячи 220 кВ	220	7,6	11,3	-247,9	224,55
отп. Талдан 1	220				232,26
отп. Талдан 2	220				232,25

1	2	3	4	5	6
Чичатка	220	23,9	22,6		223,86
Амазар	220	15,9	10,1		224,72
Семиозерный	220	3,9	4,5		225,18

В послеаварийном режиме после установки БСК напряжения в узлах сети находятся в допустимых пределах.

3.2 Техническая проработка второго варианта

3.2.1 Методы выбора места размещения источников реактивной мощности

Выбор мест размещения и мощности КУ является оптимизационной задачей, цель которой – нахождение наилучшего относительно некоторого критерия или критериев варианта при соблюдении всех технических условий нормальной работы электрической сети и электроприемников промышленного предприятия. В общем виде математическая модель оптимизационной задачи записывается в виде:

$$Z(X_1 X_2, \dots, X_n) \rightarrow \text{extr}; \quad (2)$$

с учетом ограничений:

$$\left\{ \begin{array}{l} f_1(X_1 X_2, \dots, X_n) \leq b_1, \\ f_2(X_1 X_2, \dots, X_n) = b_2, \\ \dots \\ f_m(X_1 X_2, \dots, X_n) > b_m \end{array} \right\} \quad (3)$$

с учетом граничных условий:

$$d_i \leq x_i \leq D_i, i = \overline{1, n} \quad (4)$$

где X_1, X_2, \dots, X_n – искомые переменные, общее количество которых равно n ,

b_j – свободные члены, $j = \overline{1, m}$;

m – общее количество ограничений;

d_i, D_i – соответственно нижняя и верхняя границы диапазона изменения переменной x_i .

При выборе метода решения оптимизационной задачи необходимо учитывать характер искомых переменных и исходных данных, вид связей в математической модели, количество критериев оптимальности.

Существуют следующие методы решения оптимизационных задач:

- аналитические методы: методы множителей Лагранжа, Каруша-Куна-Таккера, вариационные методы;
- численные методы: наискорейшего спуска, сопряженных градиентов, методы покоординатного спуска, дихотомии, золотого сечения, Фибоначчи;
- методы случайного поиска: метод Монте-Карло, методы статического градиента, методы статического наискорейшего спуска;
- метод полного перебора;
- методы искусственного интеллекта, в том числе генетический алгоритм.

В основном задача оптимизации формулируется исходя из условия минимизации целевой функции приведенных затрат. В качестве ограничений – допустимы уровни напряжений в узлах сети или коэффициенты мощности нагрузок в контролируемых узлах сети.

Выбор оптимальной мощности компенсирующих устройств (КУ) в узлах сложной сети.

Под сложной сетью в данном случае понимается сеть со многими узлами. В такой сети нельзя определить оптимальную мощность КУ в каждом узле, рассматривая его отдельно. Изменение потока реактивной мощности на каждом участке сети определяется КУ, установленном во всех ее узлах. Установка КУ в одном узле изменяет показатели эффективности их установки в других узлах. В этом случае ставится задача определения оптимального сочетания мощности и

мест установки КУ, обеспечивающих минимум суммарных затрат. Такое решение должно также обеспечивать допустимые уровни напряжения в узлах. Последние обычно задаются ограничениями в форме неравенств [14].

Для решения таких задач обычно используются градиентные методы оптимизации, реализующие итерационные алгоритмы постепенного приближения к оптимальному решению. Для определения направления движения к минимуму рассчитывают частные производные суммарных затрат (целевой функции) по мощности КУ в каждом узле. Физически они представляют собой удельные парциальные снижения суммарных затрат, руб/квар год, при установке единичной мощности КУ в различных узлах. Далее малую мощность КУ распределяют между узлами пропорционально значениям производных. Очевидно, что при таком распределении большая часть порции КУ попадает в узлы большими значениями производных, так как снижение реактивной мощности в узлах наиболее сильно снижает суммарные затраты. При новых значениях реактивной мощности в узлах вновь определяют частичные производные, которые будут иметь меньшие значения, чем на предыдущем шаге. Следующую порцию суммарной мощности КУ распределяют между узлами пропорционально новым значениям производных и т.д [14].

Как известно, постановка задачи оптимизации размещения компенсирующих устройств в электрических сетях может рассматриваться в различных вариантах. Однако независимо от используемого подхода, данная задача является многокритериальной, т.е. все локальные критерии в ней выражаются числовыми или логическими значениями, которые для каждого вектора переменных задачи принимают определенные значения [2].

Для ее решения необходимо, прежде всего, построить многокритериальную математическую модель, которую в дальнейшем необходимо оптимизировать, выбрав наиболее подходящий для этого метод оптимизации. Очевидно, что решение задач многокритериальной оптимизации является более сложным, чем однокритериальных [2].

Основная сложность в решении многокритериальных задач заключается в определении принципа оптимальности, максимально точно характеризующего свойства оптимального решения. При однокритериальной оптимизации существует только один критерий оптимизации, следовательно, полученное оптимальное решение всегда является объективным и не зависит от экспертной оценки. При многокритериальной оптимизации могут использоваться различные формы и способы оценки эффективности полученных решений. При этом каждый из рассматриваемых способов может приводить к выбору тех или иных решений. Поэтому выбор оптимального решения в задачах многокритериальной оптимизации всегда является субъективным и напрямую зависит от экспертной оценки. Еще одной значительной сложностью, с которой приходится сталкиваться при решении многокритериальных задач, является необходимость нормализации векторного критерия оптимизации, т.е. приведения его к единому масштабу измерения, поскольку достаточно часто локальные критерии обладают разными масштабами. Также необходимо учитывать степень приоритета локальных критериев, т.к. каждый из них имеет различный уровень значимости. Поэтому возникает необходимость введения вектора распределения значимости критериев. Кроме того, в ряде случаев одновременно могут использоваться как количественные, так и качественные критерии. В результате для решения задачи следует осуществлять перевод качественных показателей в количественные, что также затрудняет поиск оптимального решения [2].

Для компенсации реактивной мощности на выбранном транзите воспользуемся функцией оптимизации по реактивной мощности и напряжению в ПВК RastrWin

3.2.2 Оптимизация режима в ПВК RastrWin

Программа RastrWin 3 позволяет выполнять оптимизацию режима по реактивной мощности.

В ПВК RastrWin 3 оптимизация режима по реактивной мощности выполняется для выбора модулей напряжения в узлах-источниках реактивной мощности и коэффициентов трансформации в трансформаторах, имеющих регулирование под нагрузкой или вольтодобавочные трансформаторы.

Целевая функция выглядит следующим образом:

$$\min F = \sum_{ij}^{N_V} \Delta P_{ij} + K_{ш} \sum_i^N \delta V_i^2, \quad (5)$$

где ΔP_{ij} – потери активной мощности в ветви i - j ,

N_V – число ветвей, по которым минимизируются потери;

$K_{ш}$ – штрафной коэффициент, подбирается эмпирически.

Минимизация этой функции осуществляется изменением модулей напряжения и реактивной мощности в узлах-ИРМ в заданных пределах:

$$Q_i^{\Gamma, \min} \leq Q_i \leq Q_i^{\Gamma, \max}, \quad (6)$$

$$V_i^{\Gamma, \min} \leq V_i \leq V_i^{\Gamma, \max} \quad (7)$$

Зависимость модуля напряжения от реактивной мощности имеет вид, показанный на рисунке 10. Обычно решение находится внутри выделенного прямоугольника (точка 1).

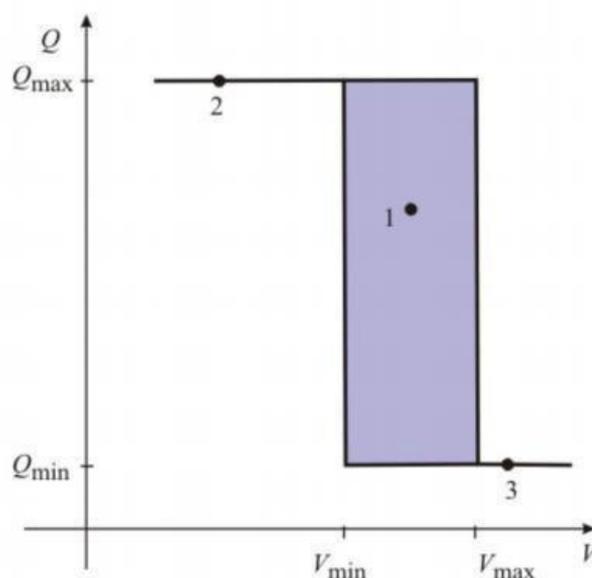


Рисунок 10 – Зависимость модуля напряжения от реактивной мощности

Произведем оптимизацию режима в ПВК RastrWin 3 для различных режимов при установке ИРМ на одной ПС. С учетом перетока мощности в Забайкальский край.

Таким образом мы найдем подстанцию, установка ИРМ на которой приведет к стабилизации напряжения на всем проблемном участке сети.

Поочередно произведем установку ИРМ на подстанциях с последующей оптимизацией по реактивной мощности для разных послеаварийных режимов. Далее определим, на какой ПС установка КУ наилучшим образом повлияла на уровни напряжения с учетом минимальной необходимой мощности ИРМ.

1) Установка ИРМ на ПС Ерофей Павлович/т.

Таблица 33 – Оптимизация реактивной мощности в ПВК RastrWin 3

Отключенный элемент	Мощность ИРМ на ПС Ерофей Павлович/т $Q_{г}$, МВар	Напряжение, кВ				
		ПС Ерофей Павлович/т	ПС БАМ/т	ПС Уруша/т	ПС Большая Омутная/т	ПС Аячи/т
1	2	3	4	5	6	7
Нормальная схема	35,9	223,45	223,95	221,88	223,01	222,90
ВЛ 220 кВ Сковородино - Уруша/т	73,3	228,01	227,71	223,11	227,19	227,82

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4	5	6	7
ВЛ 220 кВ Сковородино - БАМ/т	58,9	225,2	219,91	223,79	223,70	224,65
ВЛ 220 кВ Уруша/т - Ерофей Павлович/т	26,5	223,96	224,87	220,45	223,60	223,42
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - БАМ/т	44,0	222,23	223,85	221,14	221,27	221,68
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т	23,9	222,23	223,40	221,20	220,15	221,68

Из представленной таблицы видно, что наиболее тяжелым возмущением является отключение линии ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/т. Для поддержания нормальных уровней напряжения необходима установка ИРМ мощность не менее 73,3 МВар на ПС Ерофей Павлович/т.

2) Установка ИРМ на ПС Уруша/т.

Таблица 34 – Оптимизация реактивной мощности в ПВК RastrWin 3

Отключенный элемент	Мощность ИРМ на ПС Уруша/т Q _г , МВар	Напряжение, кВ				
		ПС Уруша/т	ПС БАМ/т	ПС Ерофей Павлович/т	ПС Большая Омутная/т	ПС Аячи/т
1	2	3	4	5	6	7
Нормальная схема	45,9	227,85	227,59	225,37	225,24	225,41
ВЛ 220 кВ Сковородино - Уруша/т	50,5	222,43	225,08	220,87	221,03	220,32
ВЛ 220 кВ Сковородино - БАМ/т	85,5	227,17	215,43	220,91	219,36	220,64

Продолжение таблицы 34

1	2	3	4	5	6	7
ВЛ 220 кВ Уруша/т - Ерофей Павлович/т	58,0	226,22	226,87	221,62	220,66	221,07
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - БАМ/т	39,0	223,44	223,40	221,36	220,15	220,81
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т	42,7	226,03	226,44	223,50	223,28	223,26

При установке ИРМ на ПС Уруша, наиболее тяжелым возмущением является отключение ВЛ 220 кВ Скородино - БАМ/т. Для поддержания требуемого уровня напряжения на ПС БАМ/т, необходима установка на ПС Уруша/т ИРМ мощность 85,5 МВар.

3) Установка ИРМ на ПС БАМ/т.

Таблица 35 – Оптимизация реактивной мощности в ПВК RastrWin 3

Отключенный элемент	Мощность ИРМ на ПС БАМ/т Q г, МВар	Напряжение, кВ				
		ПС БАМ/т	ПС Уруша/т	ПС Ерофей Павлович/т	ПС Большая Омутная/т	ПС Аячи/т
1	2	3	4	5	6	7
Нормальная схема	31,5	226,52	221,49	220,97	221,45	220,41
ВЛ 220 кВ Скородино - Уруша/т	134,8	229,83	201,85	207,39	210,69	206,97
ВЛ 220 кВ Скородино - БАМ/т	45,3	227,77	222,15	221,71	222,27	221,15
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - БАМ/т	81,1	232,77	219,38	214,50	213,49	213,92

1	2	3	4	5	6	7
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т	88,9	232,77	222,74	220,65	229,78	220,09

При установке ИРМ на ПС БАМ/т, наиболее тяжелым возмущением является отключение ВЛ 220 кВ Сковородино - Уруша/т. Для поддержания требуемого уровня напряжения, необходима установка на ПС БАМ/т ИРМ мощность 134,8 МВар.

4) Установка ИРМ на ПС Большая Омутная/т.

Таблица 36 – Оптимизация реактивной мощности в ПВК RastrWin 3

Отключенный элемент	Мощность ИРМ на ПС Большая Омутная/т $Q_{г}$, МВар	Напряжение, кВ				
		ПС Большая Омутная/т	ПС Уруша/т	ПС Ерофей Павлович/т	ПС БАМ/т	ПС Аячи/т
Нормальная схема	34,2	223,48	221,33	222,43	224,04	221,87
ВЛ 220 кВ Сковородино - Уруша/т	79,0	229,53	222,10	227,03	228,97	226,82
ВЛ 220 кВ Сковородино - БАМ/т	50,8	223,20	222,04	222,37	219,39	221,82
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - БАМ/т	40,5	222,11	220,59	221,21	223,85	220,65
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т	54,3	239,12	223,19	221,11	231,51	220,55

При установке ИРМ на ПС Большая Омутная/т, наиболее тяжелым возмущением является отключение ВЛ 220 кВ Сковородино - Уруша/т. Для

поддержания требуемого уровня напряжения на подстанциях исследуемого участка, необходима установка на ПС БАМ/т ИРМ мощность 79,0 МВар.

5) Установка ИРМ на ПС Аячи/т.

Таблица 37 – Оптимизация реактивной мощности в ПВК RastrWin 3

Отключенный элемент	Мощность ИРМ на ПС Аячи/т Q _г , МВар	Напряжение, кВ				
		ПС Аячи/т	ПС Уруша/т	ПС Ерофей Павлович/т	ПС БАМ/т	ПС Большая Омутная/т
Нормальная схема	29,1	223,37	221,33	222,44	223,79	222,15
ВЛ 220 кВ Сковородино - Уруша/т	68,7	230,25	222,46	227,39	227,00	226,72
ВЛ 220 кВ Сковородино - БАМ/т	77,6	230,00	223,43	226,65	221,43	225,18
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - БАМ/т	39,2	222,26	220,38	220,81	223,85	219,84
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т	24,2	223,01	221,25	222,32	223,40	220,15

При установке ИРМ на ПС Аячи/т, наиболее тяжелым возмущением является отключение ВЛ 220 кВ Сковородино - БАМ/т. Для поддержания требуемого уровня напряжения на подстанция исследуемого участка, необходима установка на ПС Аячи/т ИРМ мощность 77,6 МВар.

Систематизируем представленные данные для удобства в одну таблицу.

Для нормализации уровней напряжения на участке от ПС Уруша/т и ПС БАМ/т до ПС Аячи/т необходима установка ИРМ на одной из подстанций, со следующей мощностью, представленной в таблице 15.

Таблица 38 – Мощности ИРМ

ПС Уруша/т	ПС БАМ/т	ПС Большая Омутная/т	ПС Ерофей Павлович/т	ПС Аячи/т
85,5	134,8	79,0	73,3	77,6

Из представленного расчеты видно, что установка ИРМ на ПС Ерофей Павлович/т является наиболее эффективным решением, поскольку достаточно установки КУ мощность 73,3 МВар, чтобы напряжения на соседних ПС находилось в допустимых пределах.

Оптимальным вариантом для КРМ на рассматриваемом транзите является установка СТК, поскольку данное устройство обладает плавной регулировкой генерации реактивной мощности и наиболее целесообразно с экономической точки зрения.

В связи с необходимостью уменьшать несимметрию токов, каждая фаза ТРГ имеет свой канал регулирования, содержащий быстрый контур по реактивной мощности нагрузки и медленный по основному контролируемому параметру. Этим параметром может быть:

- реактивная мощность, потребляемая из энергосистемы;
- коэффициент мощности;
- среднее напряжение на шинах нагрузки [41].

Примем к установке на ПС Ерофей Павлович/т СТК мощность 75 МВар на напряжение 220 кВ.

Для подключения СТК примем к установке выключатель ВЭБ-УЭТМ-220 (Выключатель элегазовый баковый, номинальным напряжением 220 кВ). Тип привода – пружинный.

Выключатели предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах.

Выключатель изготавливается в климатическом исполнении УХЛ категории размещения 1 ГОСТ 15150-69, ГОСТ 15543.1 и предназначен для эксплуатации в открытых и закрытых распределительных устройствах в районах с умеренным и холодным климатом [50].

Верхнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет +40 °С [50].

Нижнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет минус 60 °С [50].

Выключатель снабжен устройствами электроподогрева полюсов, обеспечивая надежную работу выключателя в условиях экстремально низких температур и ветровой нагрузки. С помощью установленных в устройствах электроподогрева датчиков температуры предусмотрена сигнализация об исправной работе нагревателей [50].

Наличие встроенных трансформаторов тока типа ТВГ-УЭТМ-220 с высокими классами точности и большим межповерочным интервалом - 20 лет. На полюсы выключателя может быть установлено до шести трансформаторов тока для коммерческого учета, измерения и защиты [50].

3.2.3 Расчет и анализ нормального режима электрической сети

Моделирование СТК на ПС Ерофей Павлович/т выполнено через параметр – проводимость шунта $B_{ш}$.

Проводимость шунта $B_{ш}$ рассчитывается по следующей формуле:

$$B_{ш} = \frac{Q_{СТК}}{U_{ВН}^2} \cdot 10^6, \quad (8)$$

где $Q_{СТК}$ – номинальная мощность СТК, кВар.

Таблица 39 – Узлы

Название	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	Активная нагрузка $P_{н}$, МВт	Реактивная нагрузка $Q_{н}$, МВар	Проводимость шунта $B_{ш}$, мкСм	Расчетный модуль напряжения V , кВ
1	2	3	4	5	6
Магдагачи Т1 220 кВ	220				236,66
Магдагачи Т2 220 кВ	220				236,69
о.т. Т1	220				217,83

Продолжение таблицы 39

о.т. Т2/3	220				236,28
СН Т1	35	12,0	14,3		36,33
СН Т2/3	28	4,2	0,5		28,25
НН Т1	10				10,46
НН Т2/3	10	1,8	0,5		10,76
Гонжа/т 220 кВ	220	17,9	10,6		234,03
Ульручы/т 220 кВ	220	14,7	18,8		228,84
Талдан Т1	220	11,7	3,6		231,49
Талдан Т2	220	6,3	15,6		231,49
Сковородино АТ1 220 кВ	220				228,02
Сковородино АТ2 220 кВ	220				228,00
АТ1 о.т.	220				228,23
АТ2 о.т.	220				225,53
СН АТ1	110	24,8	1,2		119,99
СН АТ2	110	24,9	1,2		119,99
НН 35 кВ АТ1	35	0,6	0,2		37,85
НН 35 кВ АТ2	35	0,6	0,2		37,85
Сковородино/т	220	14,9	2,0		227,99
Уруша/т 220 кВ	220	36,6	33,9		228,47
Бам/т 220 кВ	220	23,7	19,4		228,07
Б-Омутная 220 кВ	220	16,8	18,5		231,76
Е-Павлович/т 220 кВ	220	6,3	13,6	-1549,6	233,22
Аячи 220 кВ	220	7,6	11,3		233,07
отп. Талдан 1	220				231,50
отп. Талдан 2	220				231,49
Чичатка	220	23,9	22,6		232,92
Амазар 220 кВ	220	15,9	10,1		233,49
Семиозерный	220	3,9	4,5		234,21

После КРМ напряжения в нормальном режиме находятся в допустимых пределах.

Произведем оценку уровня потерь.

Таблица 40 – Потери

Генерация P_ген, МВт	Нагрузка P_нагр, МВт	Потери Dp, МВт
351,0	338,0	15,33

В результате установке ИРМ на ПС Ерофей Павлович/т потери активной мощности снизились 1,44 МВт.

3.2.4 Расчет и анализ послеаварийного режима электрической сети

Рассмотрим в качестве послеаварийного режима отключение ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/т.

Таблица 41 – Узлы

Название	Номинальное напряжение U _{ном} , кВ	Активная нагрузка P _н , МВт	Реактивная нагрузка Q _н , МВар	Проводимость шунта В _ш , мкСм	Расчетный модуль напряжения V, кВ
1	2	3	4	5	6
Магдагачи Т1	220				235,67
Магдагачи Т2	220				235,70
о.т. Т1	220				216,74
о.т. Т2/3	220				235,29
СН Т1	35	12,0	14,3		36,14
СН Т2/3	28	4,2	0,5		28,13
НН Т1	10				10,40
НН Т2/3	10	1,8	0,5		10,71
Гонжа/т	220	17,9	10,6		232,80
Ульручы/т	220	14,7	18,8		227,01
Талдан Т1	220	11,7	3,6		229,96
Талдан Т2	220	6,3	15,6		229,95
Сковородино АТ1 220 кВ	220				226,02
Сковородино АТ2 220 кВ	220				226,00
АТ1 о.т.	220				226,20
АТ2 о.т.	220				223,53
СН 110 кВ АТ1	110	24,8	1,2		118,92
СН 110 кВ АТ2	110	24,9	1,2		118,92
НН 35 кВ АТ1	35	0,6	0,2		37,51
НН 35 кВ АТ2	35	0,6	0,2		37,51
Сковородино/т	220	14,9	2,0		225,99
Уруша/т	220	36,6	33,9		221,42
Бам/т 220 кВ	220	23,7	19,4		224,91
Б-Омутная	220	16,8	18,5		225,32
Е-Павлович/т 220 кВ	220	6,3	13,6	-1549,6	226,37

Продолжение таблицы 41

1	2	3	4	5	6
Аячи	220	7,6	11,3		226,16
отп. Талдан 1	220				229,97
отп. Талдан 2	220				229,96
Чичатка	220	23,9	22,6		226,01
Амазар 220 кВ	220	15,9	10,1		226,48
Семиозерный	220	3,9	4,5		227,20

После КРМ напряжения после наиболее тяжелого возмущения – отключения ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/т находятся в допустимых пределах.

Расчет нормального и послеаварийного режимов показал, что выбранная мощность ИРМ достаточна для поддержания уровней напряжения в допустимых пределах.

Поскольку оба варианта приводят к решению главной задачи - стабилизации напряжения на участке от ПС Сковородино до ПС Аячи, выбор оптимального варианта произведем на основании технико-экономического сравнения вариантов.

4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ

Экономическим критерием, по которому производится сравнение вариантов является минимум приведенных затрат.

4.1 Расчет капиталовложений

Таблица 42 – Стоимость выключателей

Выключатель	Стоимость, тыс.руб.
ВЭО-27,5Б-20/1250 У1	1 000
ВЭБ-УЭТМ-220	50 000

Таблица 43 – Стоимость ИРМ первого варианта

ПС	Устройство	Номинальная мощность устройства, МВар	Суммарная стоимость, тыс.руб.
Уруша/т	БСК-27,5-12,0-УХЛ1	12,0	16 500
Бам/т	БСК-27,5-5,0-УХЛ1	5,0	6 875
Большая Омутная/т	БСК-27,5-12,0-УХЛ1	12,0	16 500
Ерофей Павлович/т	БСК-27,5-25,0-УХЛ1	25,0	34 375
Аячи/т	БСК-27,5-12,0-УХЛ1	12,0	16 500
Сумма			90 750

Показатели стоимости компенсирующих и регулирующих устройств учитывают оборудование в полном объеме, включая кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей в ОПУ, панели управления, защиты и автоматики, установленные в ОПУ, но относящиеся к ячейке, а также строительные и монтажные работы [51].

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 4,18$, при условии, что цены взяты за 2000 год [51].

Суммарно капиталовложения в первый вариант составляют:

$$K_{\text{сумм1}} = 99\,395 \text{ тыс.руб.}$$

Для второго варианта принят к установке СТК мощностью 75 МВар.

Стоимость СТК составляет 151 880 тыс.руб.

Суммарно капиталовложения в первый вариант составляют:

$$K_{\text{сумм2}} = 201\,880 \text{ тыс.руб.}$$

4.2. Расчет издержек

Издержки на амортизацию, ремонт и эксплуатацию найдем по следующей формуле:

$$I = I_{\text{AM}} + I_{\text{ЭР}} \quad (9)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию,

$I_{\text{ЭР}}$ – издержки на ремонт и эксплуатацию.

Амортизационные отчисления рассчитываются по следующей формуле:

$$I_{\text{AM}} = \frac{K_{\text{сумм}}}{T_{\text{сл}}} \quad (10)$$

где $T_{\text{сл}}$ – срок службы оборудования.

$$I_{\text{AM1}} = \frac{99395}{25} = 3975,8 \text{ тыс.руб}$$

$$I_{\text{AM2}} = \frac{201880}{25} = 8075,2 \text{ тыс.руб}$$

Издержки на ремонт и эксплуатацию рассчитываются по следующей формуле:

$$I_{\text{ЭР}} = \alpha_{\text{Экспл}} \cdot K_{\text{СТК70}} + \alpha_{\text{Рем}} \cdot K_{\text{СТК70}} \quad (11)$$

где $\alpha_{\text{Экспл}}$ – ежегодные издержки на обслуживание элементов электрической сети, в % от капитальных затрат.

Для оборудования номинальным напряжением ниже 150 кВ $\alpha_{\text{Экспл}} = 0,03$

Для 220 кВ $\alpha_{\text{Экспл}} = 0,02$.

$\alpha_{\text{Рем}}$ – ежегодные издержки на ремонты элементов электрической сети, в % от капитальных затрат.

Для оборудования номинальным напряжением ниже 150 кВ $\alpha_{\text{Рем}} = 0,029$.

Для 220 кВ $\alpha_{\text{Рем}} = 0,029$.

$$I_{\text{ЭР1}} = 0,03 \cdot 99395 + 0,029 \cdot 99395 = 5864,3 \text{ тыс.руб}$$

$$I_{\text{ЭР2}} = 0,02 \cdot 201880 + 0,029 \cdot 201880 = 9892,1 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные издержки:

$$I_1 = 3975,8 + 5864,3 = 9840,1 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_2 = 8075,2 + 9892,1 = 17967,3 \text{ тыс.руб.}$$

4.3 Расчет среднегодовых расходов

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I \quad (12)$$

где E – норматив дисконтирования, равный 1.

$$Z_1 = 0,1 \cdot 99395 + 9840,1 = 19779,6 \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_2 = 0,1 \cdot 201880 + 17967,1 = 38155,1 \text{ тыс.руб.}$$

Таблица 44 – Сравнение

Критерий	Вариант № 1	Вариант № 2
	БСК на ПС Уруша/т, БАМ/т, Ерофей Павлович/т, Большая Омутная/т, Аячи/т	СТК на ПС Ерофей Павлович/т
Капиталовложения, тыс.руб.	99 395	201 880
Издержки, тыс.руб.	9841	17967
Затраты, тыс.руб.	19779	38155

Из приведенных расчетов мы видим, что с экономической точки зрения оптимальным вариантов является установка БСК на каждой подстанции рассматриваемого участка.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения магистерской диссертации проанализирован собранный материал по теме магистерского исследования, выполнена теоретическая, экспериментальная и графическая части.

Был произведен структурный и режимный анализ электрической сети, что позволило выявить проблему для дальнейшего поиска решений. Предложены варианты нормализации уровней напряжения на рассматриваемом транзите.

Произведен анализ современных устройств КРМ с учетом особенности потребителей на данном транзите. Выполнен выбор мощности и места расположения ИРМ с помощью ПК RastrWin3. Для предложенных вариантов произведен расчет нормальных и послеаварийных режимов, для проверки правильности выбора КУ. Выбран оптимальный вариант с экономической точки зрения.

Таким образом, в магистерской диссертации решена практическая задача компенсации реактивной мощности на транзите 220 кВ Магдагачи – Сквородино – Ерофей Павлович/т.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Беляевский, Р.В. - Разработка многоуровневой модели оптимизации размещения компенсирующих устройств в электрических сетях территориальных сетевых организаций. Вестник Кузбасского государственного технического университета. 2017. 5, с.145-149

2 Беляевский, Р. В. Технические ограничения в задачах оптимизации размещения компенсирующих устройств / Р. В. Беляевский // Актуальные вопросы современной техники и технологии: Сборник докладов VI-й Международной научной конференции (Липецк, 28 января 2012 г.). / Отв. ред. А.В. Горбенко. – Липецк : Издательский центр «Гравис», 2012. – С. 70 –72.

3 Герасименко, А. А., Нешатаев В. Б., Шульгин И. В. Оптимальная компенсация реактивных нагрузок в системах распределения электрической энергии // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2008. № 11–12/1. С. 81–88.

4 Герасименко, А. А., Нешатаев В. Б. Оптимальный выбор компенсирующих устройств в системах распределения электрической энергии / Энергосистема: управление, конкуренция, образование: сборник докладов III Международной научно-практической конференции: В 2 т. Екатеринбург: УГТУ–УПИ. 2008. Т. 2. С. 19–24.

5 Герасименко, А. А., Липес А. В. Оптимизация режимов электрических систем на основе метода приведенного градиента // Электричество. 1989. № 9. С. 1–7.

6 Герасименко А. А., Нешатаев В. Б. Проблема компенсации реактивной мощности в распределительных электрических сетях // Оптимизация режимов работы электротехнических систем: межвузовский сборник научных трудов. Красноярск: СФУ. 2008. - 254 с.

7 ГОСТ Р 57382-2017 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений.

8 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ, 2014.

9 Готман, В. И. Задачи обследования системы компенсации реактивной мощности / В. И. Готман, Г. З. Маркман, П. Г. Маркман // Промышленная энергетика, 2006. – № 8. – С. 50–55.

10 Долгополов А.Г., Ивакин В.Н. Реакторное оборудование.

11 Ершов, А.М. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий / А.М. Ершов, О.А. Петров. – Челябинск: ЧПИ, 1989. - Ч.2. – 49 с.

12 Ефременко, В. М. Расчет оптимального размещения компенсирующих устройств методом множителей Лагранжа / В. М. Ефременко, Р. В. Беляевский // Вестн. Кузбасского гос. тех. унив., 2012. – № 6. – 141 с.

13 Железко Ю.С. Качество электроэнергии в сетях и электромагнитная совместимость электрооборудования // Электротехника. - 1989. - №7. – 77 с.

14 Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 224 с.

15 Железко Ю. С. Новые нормативные документы по условиям потребления реактивной мощности // Энергетик. 2009. № 1. С. 41-43.

16 Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко. – М. : ЭНАС, 2009. – 456 с. : ил.

17 Железко Ю.С. Расчет и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях. Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко и др. – М. ЭНАС, 2008. – 280 с.

18 Качество электроэнергии в электрических сетях и способы его обеспечения / под ред. В.Г. Федченко. – М.: Изд-во МЭИ, 1992. – 102 с.

19 Карташев И.И. Качество электроэнергии в системах электроснабжения. Способы его контроля и обеспечения. – М.: Изд-во МЭИ, 2000. – 120 с.

20 Ковалев, И. Н. Выбор компенсирующих устройств при проектировании электрических сетей / И. Н. Ковалев. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 200 с.

21 Ковалев И. Н., Осипов М. А. Относительное снижение затрат в энергосистеме при оптимизации плотности тока и компенсации реактивной мощности // Электричество. 2001. № 10. С. 2-6.

22 Кочкин, В.И. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий / В.И.Кочкин, О.П. Нечаев. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000

23 Кузнецов, В.Г. Компенсация реактивной мощности в электрических сетях с несимметричными нагрузками. Электричество, 1983, № 2, 135 с.

24 Курбацкий, В.Г. Качество электроэнергии и электромагнитная совместимость в электрических сетях. – Братск: БрГТУ, 1999. – 220 с.

25 Кулинич, Ю.М. Математическое моделирование работы устройства для компенсации реактивной мощности / Ю.М. Кулинич, Ю.С. Кабалык. – Современные технологии. Современный анализ. Моделирование. – 2015.

26 Лоскутов А. Б., Еремин О. И. Многоцелевая оптимизация компенсации реактивной мощности в электрических сетях // Промышленная энергетика. 2006. №6. – 165 с.

27 Манусов В. З., Павлюченко Д. А. Оптимизация режимов электрических систем на основе генетического подхода // Электрификация металлургических предприятий Сибири. Вып. 9. Томск: Изд-во Томского ун-та, 2000. – 258 с.

28 Матик-электро [Электронный ресурс]. URL: <http://www.matic.ru/reactive-power-compensation/static-capacitor-banks/> (дата обращения: 18.04.2020).

29 Матянин, А.М. Повышение качества электроэнергии в электрических сетях современными компенсирующими устройствами: дис. канд.тех.наук : А.М. Матянин, НТЦ ФСК ЕЭС. – М. : – 2016. – 134 с.

30 Нерюнгринская ГРЭС [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rosteplo.ru/> (дата обращения: 20.05.2018).

31 Новости Электротехники [Электронный ресурс]. URL: <http://www.news.elteh.ru/arh/2005/31/05.php> (дата обращения: 20.04.2020).

32 Овчаренко А.С. Повышение эффективности электроснабжения промышленных предприятий / А.С. Овчаренко, Д.И. Розинский. - Киев: Техника, 1989. - 287 с.

33 Официальный сайт АО «НТЦ ФСК ЕЭС» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ntc-power.ru/>

34 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.rastrwin.ru>. (дата обращения: 05.05.2020).

35 Официальный сайт РусГидро [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rushydro.ru/> (дата обращения: 15.03.2020).

36 Официальный сайт АО «Нидек АСИ ВЭИ» [Электронный ресурс]. URL: <http://nidec-asi-vei.ru> (дата обращения: 18.04.2020).

37 Официальный сайт АBB [Электронный ресурс]. URL: <https://new.abb.com/> (дата обращения: 19.04.2018).

38 Поспелов, Г. Е. Компенсирующие и регулирующие устройства в электрических системах / Г. Е. Поспелов, Н. М. Сыч, В. Т. Федин. – Л. : Энергоатомиздат, 1983. – 112 с.

39 Поспелов, Г.Е. Основные принципы компенсации параметров линий электропередачи в электрических сетях энергосистем / Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. Энергетика. – 2009 г.

40 Потребич А. А. Моделирование нагрузок для расчёта потерь энергии в электрических сетях энергосистем // Электричество. 1997. № 3. С. 7-12.

41 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»

42 Приказ РАО "ЕЭС России" от 26.09.2005 № 644 "О введении в действие стандарта "Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем"

43 Соколов В. И. К задаче оптимизации распределения и баланса реактивной мощности в энергетической системе // Электричество. 1974. № 8. – 97 с.

44 Суднова В.В. Качество электрической энергии [Текст] / В.В. Суднова – М.: Энергосервис, 2000. – 86 с.

45 Сыромятников И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных электродвигателей. - М.: Энергоатомиздат, 1992. - 237 с.

46 Трофимов Г.Г. Качество электроэнергии и его влияние на работу промышленных предприятий. – Алма-Ата: Каз НИИНТИ, 1986. – 75 с.

47 Тузулукова, Е.В. Управление напряжением и потоками реактивной мощности в московской энергосистеме / Е.В. Тузулукова, С.Н. Макаровский – Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2014 г.

48 Указания по проектированию компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий // Инструктивные материалы Главгосэнергонадзора. - М.: Энергоатомиздат, 1986. - 352 с.

49 Управление качеством электроэнергии / под ред. Ю.В. Шарова. – М.: Изд-во МЭИ, 2006.– 320 с.

50 УЭТМ [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.uetm.ru/>. (дата обращения: 05.03.2020).

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

52 Яшков, В.А., Экономическая оценка последствий снижения качества электроэнергии / В.А.Яшков, А.А. Конарбаев, Г.К. Кабдешова // Пром энергетика. – 2005. – № 2. – с.115.