

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 220-500 кВ на
участке Зейская ГЭС – подстанция Сковородино – подстанция Ерофей Павло-
вич-тяговая

Исполнитель

студент группы 742-об2

подпись, дата

А.П. Баева

Руководитель

профессор, доктор техн.
наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Консультант по

безопасности и
экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента _____ Баевой Анастасии Павловны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей напряжением 220-500 кВ на участке Зейская ГЭС – подстанция Сковородино – подстанция Ерофей Павлович-тяговая

(утверждено приказом от 17.05.2021 № 931-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 17.06.2021

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: контрольные замеры подстанций, однолинейная схема сети и подстанций, перечень установленного оборудования

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика района реконструкции, расчет элек. Нагрузок, расчет и анализ режимов, разработка вариантов реконструкции, расчет ТКЗ, выбор оборудования, разработка молниезащиты и заземления, РЗиА, бэкономическая эффективность, БЖД

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 17 рисунков, 58 таблиц, 27 источников, 9 листов графической части

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность А.Б.Булгаков, доцент, канд. Тех. наук

7. Дата выдачи задания 7 апреля 2021

Руководитель выпускной квалификационной работы:

Савина Наталья Викторовна, профессор, доктор тех. наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 07.04.2021 Баева А.П.

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 178 с., 17 рисунков, 58 таблиц, 5 приложений, 27 источников.

РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ПРОГНОЗ НАГРУЗОК, ВАРИАНТЫ РЕКОНСТРУКЦИИ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ИНВЕСТИЦИОННАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе были предложены варианты реконструкции электрической сети Западного энергорайона при учете роста нагрузок и выбран наиболее оптимальный вариант реконструкции. В результате произведена реконструкция подстанций Сковородино и Тында для присоединения новых ЛЭП, также спроектирован новый переключательный пункт 220 кВ. Для выбора оборудования на новых и реконструируемых объектах рассчитаны токи короткого замыкания, выбрано необходимое оборудование, рассчитаны уставки релейной защиты и автоматики, произведен расчет схем защитного заземления и молниезащиты нового переключательного пункта. Выполнен расчет и анализ максимального, минимального, ремонтного и послеаварийного режимов. Произведен инвестиционный анализ проекта и его экономическая эффективность. Рассмотрена безопасность и экологичность проектируемых объектов.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика района реконструкции электрических сетей	11
1.1 Характеристика электрических сетей и источников питания	11
1.2 Климатические характеристики и территориальные особенности района реконструкции	15
1.3 Анализ существующих режимов	17
1.3.1 Характеристика подстанций	20
1.3.2 Параметры для расчета режимов	21
1.3.3 Анализ результатов расчета режимов	24
2 Расчёт и анализ электрических нагрузок	27
2.1 Расчет вероятностных характеристик	27
2.2 Прогнозирование электрических нагрузок	30
3 Разработка вариантов реконструкции электрической сети	35
3.1 Выбор конкурентоспособных вариантов	35
3.2 Выбор номинального напряжения	40
3.2 Выбор схем РУ ПС	42
3.3 Выбор сечений новых линий электропередачи и проверка существующих	46
3.4 Выбор числа и мощности силовых (авто-) трансформаторов	51
3.5 Компенсация реактивной мощности	54
4 Технико – экономическое сравнение вариантов	58
4.1 Капитальные вложения	58
4.2 Эксплуатационные издержки	61
4.3 Определение дисконтированных затрат	65
4.4 Чистый дисконтированный доход	66
5 Расчет токов короткого замыкания	70

5.1 Программный комплекс RastrKZ	70
5.2 Составление схем замещения и определения параметров для расчета токов КЗ	71
5.2.1 Параметры схемы замещения прямой последовательности	72
5.2.2 Параметры схемы замещения обратной последовательности	73
5.2.3 Параметры схемы замещения нулевой последовательности	74
5.3 Расчет токов короткого замыкания	76
5.3.1 Расчет токов короткого замыкания в максимальном режиме	76
5.3.2 Расчет токов короткого замыкания в минимальном режиме	79
6 Выбор электротехнического оборудования установленного на переключательном пункте	81
6.1 Разработка однолинейной схемы переключательного пункта	81
6.2 Выбор и проверка выключателей	81
6.3 Выбор и проверка разъединителей	85
6.4 Выбор и проверка трансформаторов тока	87
6.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	92
6.6 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН	94
6.7 Выбор и проверка изоляторов	96
6.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	98
6.9 Выбор аккумуляторных батарей	99
7 Разработка молниезащиты проектируемого объекта	104
7.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет	104
7.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	109
7.3 Выбор и проверка ОПН	112
7.4 Оценка надежности молниезащиты переключательного пункта	116
8 Конструктивное исполнение одной из реконструируемых ЛЭП	121
9 Выбор комплексов релейной защиты и автоматики	124
9.1 Расстановка комплексов защиты при развитии электрической сети	124
9.2 Защита линий	125

9.2.1 Дифференциально-фазная высокочастотная защита	126
9.2.2 Дистанционная защита ЛЭП	138
9.2.3 Токовая направленная защита нулевой последовательности	143
9.2.4 Токовая отсечка	147
9.3 Противоаварийная и режимная автоматика	149
10 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при реконструкции электрической сети	152
10.1 Расчет и анализ максимального режима	152
10.2 Расчет и анализ минимального режима	155
10.3 Расчет послеаварийных режимов	156
11 Безопасность и экологичность	160
11.1 Безопасность персонала	160
11.2 Экологичность	165
11.3 Чрезвычайные ситуации	168
Заключение	175
Библиографический список	176
Приложение А	179
Приложение Б	181
Приложение В	184
Приложение Г	186
Приложение Д	192

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АТ – автотрансформатор;
- БСК – батарея статических конденсаторов;
- ВКР – выпускная квалификационная работа;
- ВЛ – воздушная линия;
- ГРЭС – государственная районная электростанция;
- ГЭС – гидроэлектростанция;
- КЗ – короткое замыкание;
- КУ – компенсирующее устройство;
- ЛЭП – линия электропередач;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПА – послеаварийная автоматика;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ПП – переключательный пункт;
- ПС – подстанция;
- РА – режимная автоматика;
- РДУ – региональное диспетчерское управление;
- РЗ – релейная защита;
- РЗиА – релейная защита и автоматика;
- РПН – регулирование под нагрузкой;
- РУ – распределительное устройство;
- СКРМ – средство компенсации реактивной мощности;
- СТ – силовой трансформатор;
- ТКЗ – ток короткого замыкания;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТТ – трансформатор тока;
- УШР – управляемый шунтирующий реактор;
- ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Амурская область находится в Дальневосточном Федеральном округе и расположена на юго-востоке России. Энергосистема Амурской области входит в состав ОЭС Востока.

Амурская область обладает развитой инфраструктурой в области электроэнергетики. На территории области функционирует 2 крупнейшие гидроэлектростанции России Бурейская и Зейская ГЭС. С каждым годом наблюдается прирост мощности существующих потребителей и присоединение новых, основные потребители в Амурской области:

- добыча полезных ископаемых;
- обрабатывающее производство;
- водоснабжение, водоотведение;
- транспортировка и хранение;
- сельское хозяйство.

Но наибольшее потребление приходится на сферу транспорта. В данной выпускной квалификационной работе рассматривается реконструкция электрических сетей напряжением 500 - 220 кВ на участке Зейская ГЭС – ПС Сквородино – ПС Ерофей Павлович.

На данном участке преобладает тяговая нагрузка подстанций, которые питают крупнейшую железную дорогу. Такой тип нагрузки характеризуется большим потреблением реактивной мощности, из-за протяженных линий напряжения в сети в послеаварийных режимах могут выходить за допустимые пределы. Подстанции на участке реконструкции расположены в западном энергорайоне Амурской области и граничат с Республикой Саха (Якутия) и Забайкальским краем. Мощность поступает от Нерюнгринской ГРЭС и Зейской ГЭС. В качестве вариантов реконструкции выбранного участка рассмотрим строительство новых линий, которые будут соединять Зейскую ГЭС (восточный энергорайон) и ПС на данном участке с установкой СКРМ. Что

позволит повысить уровень напряжения на отдалённых подстанциях и увеличить пропускную способность.

Цель работы провести анализ существующих режимов и предложить оптимальный вариант реконструкции ЭЭС западного энергорайона Амурской области, который будет отвечать требованиям надежности электроснабжения и качества электроэнергии.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

- проанализировать существующие режимы работы;
- сделать прогноз нагрузки с перспективой на 5 лет;
- разработать варианты реконструкции сети на основе анализа прогнозируемых нагрузок;
- провести техническое и технико-экономическое сравнение вариантов;
- рассчитать токи КЗ для выбранного варианта;
- выбрать основное электротехническое оборудование реконструируемого объекта;
- выполнить разработку молниезащиты и заземления объекта;
- Произвести расчет и анализ номальных и послеаварийных режимов выбранного варианта;
- привести требования безопасности и экологичности для выбранного проекта.

Для решения поставленных задач необходимо собрать достаточно исходных данных, такие как контрольные замеры ПС на участке реконструкции за 4-5 лет, рассчитать режимы зимнего и летнего максимума и минимума для определения «узких» мест на участке, спрогнозировать нагрузки на участке для выбора оборудования с дальнейшей перспективой, проверить и выбрать оборудование реконструируемого объекта и конструктивное исполнение новых ЛЭП, разработать и проверить на надежность молниезащиту объекта, рассчитать уставки РЗ и расставить комплексы противоаварийной автоматики,

произвести расчет нормальных и послеаварийных режимов с учетом прогнозируемых нагрузок для оценки эффективности предложенного варианта, описать безопасность и экологичность для выбранного проекта.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались программно-вычислительные комплексы MathCad 15, Microsoft Excel, Microsoft Visio, RastrWin 3.

На листах графической части показан эквивалент существующей сети, варианты реконструкции, схема сети выбранного варианта реконструкции, однолинейная схема план и разрез реконструируемого объекта, зоны молниезащиты, расстановка комплексов РЗА на участке, результаты расчета и анализа нормального и послеаварийного режима.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

1.1 Характеристика электрических сетей и источников питания

ЭС Амурской области связана с энергосистемами: Хабаровского края и Еврейской автономной области на востоке (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Хабаровское РДУ) - двумя ВЛ 500 кВ, тремя ВЛ 220 кВ; Забайкальского края на западе (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Забайкальское РДУ) - двумя ВЛ 220 кВ; Республики Саха на севере (Якутия) (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ) - двумя КВЛ 220 кВ, двумя ВЛ 220 кВ, одной ВЛ 35 кВ; энергосистемой Китайской Народной Республики на юге - одной ВЛ 500 кВ, двумя ВЛ 220 кВ, одной ВЛ 110 кВ.

Амурская область занимает ключевое место в транспортной системе Дальнего Востока. Через нее проходят важнейшие транспортные коридоры, связывающие Россию со странами Азиатско-Тихоокеанского региона.

По территории области проходят крупнейшие железнодорожные магистрали (Транссибирская и Байкало-Амурская) с выходом на морские порты Приморского края (Находка, Восточный, Владивосток) и Хабаровского края (Ванино, Советская Гавань) общей протяженностью около 3 тыс. км.

На территории энергосистемы Амурской области выделено три крупных энергорайона электрических сетей:

- Западный энергорайон включает в себя основные энергообъекты: ПС 220 кВ Тында, ПС 220 кВ Сквородино, ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т;
- Восточный энергорайон включает в себя основные энергообъекты: ПС 500 кВ Амурская, ПС 220 кВ Благовещенская, ПС 220 кВ Завитая, ПС 220 кВ Магдагачи, ПС 220 кВ Призейская, ПС 220 кВ Февральская;
- Центральный энергорайон (входит в состав Восточного энергорайона) включает в себя основные энергообъекты: ПС 220 кВ Благовещенская,

ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ Сетевая, ПС 110 кВ Тамбовка, ПС 110 кВ Волково.

На территории области располагаются две крупнейшие ГЭС. Бурейская (на р. Бурей, Бурейский район) установленная мощность составляет 2010 МВт установлено 6 гидроагрегатов СВ 1313/265-48УХЛ4 с установленной мощностью 335 МВт каждый. Зейская (на р. Зея, Зейский район) мощностью 1330 МВт на станции установлены четыре гидрогенератора с номинальной мощностью 225 МВА и два с номинальной мощностью 215 МВА, марка 6×СВ-1130/220-44ХЛ4, обе – в структуре компании ПАО «РусГидро».

Рассматриваемый район находится на границе с Забайкальским краем. ПС Сквородино расположена на западе, ПС Магдагачи находится в восточном энергорайоне Амурской области. ВЛ 220 кВ ПС Ерофей Павлович/т – ПС Чичатка и ВЛ 220 кВ ПС Аячи/т – ПС Амазар являются границами зон эксплуатационной ответственности сетевых организаций Амурского РДУ и Забайкальского РДУ.

Тяговые подстанции принадлежат Забайкальской дирекции по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД». В районе преобладает электротяговая нагрузка, т.к. подстанции на данном транзите осуществляют электроснабжения транссибирской магистрали. Такой характер нагрузки оказывает негативное влияние на качество электроэнергии питающей системы. Она является источником высших гармоник и токов обратной последовательности, что является существенным фактором, влияющим на качество электрической энергии.

ПС 220 кВ Сквородино и ПС 220 кВ Магдагачи принадлежат Филиалу ПАО «ФСК ЕЭС» – «Амурское Предприятие МЭС».

Для реконструируемого участка сети в качестве источников питания принимаем Зейскую ГЭС и Нерюнгринскую ГРЭС.

Зейская ГЭС

Установленная мощность 1330 МВт. Среднегодовая выработка составляет 4,91 млрд кВт×ч.

На ГЭС смонтировано два открытых распределительных устройства ОРУ-500 и ОРУ-220 кВ. На ОРУ-500 кВ применена «полупорная» схема с тремя выключателями на два присоединения. ОРУ-220 кВ выполнено по схеме «одиночная секционированная система шин с обходной» с секционной связью через два обходных выключателя. Связь двух распределительных устройств осуществляется через группу однофазных автотрансформаторов типа АОДЦТН-167000/500/220-75-У1, имеющих резервную фазу.

На ГЭС установлено следующее генераторное оборудование.

Таблица 1 – Генераторное оборудование Зейской ГЭС

№ гидроагрегата	Марка генератора	Марка турбины	Напряжение, кВ	Год ввода в эксплуатацию
1	СВ 1130/220-44ХЛ4	Д45-2556-В-600	15,75/242	1975
2	СВ 1130/220-44ХЛ4	Д45-2556-В-600	15,75/265	1976
3	СВ 1130/220-44ХЛ4	Д45-2556-В-600	15,75/525	1976
4	СВ 1130/220-44ХЛ4	Д45-2556-В-600	15,75/525	1977
5	СВ 1130/220-44ХЛ4	Д45-2556-В-600	15,75/525	1978
6	СВ 1130/220-44ХЛ4	Д45-2556-В-600	15,75/525	1978

Зейская ГЭС связана с энергосистемой Амурской области двумя линиями 500 кВ через ПС «Амурская». Связь с энергосистемой дальнего востока осуществляется по линиям 220кВ:

- Зейская ГЭС – Светлая II цепь с отпайкой на ПС Энергия;
- Зейская ГЭС – Светлая I цепь с отпайкой на ПС Энергия;
- Зейская ГЭС – Призейская;

- Зейская ГЭС – Магдагачи.

Связь с хабаровской энергосистемой по линиям 500 кВ идёт через шины Бурейской ГЭС.

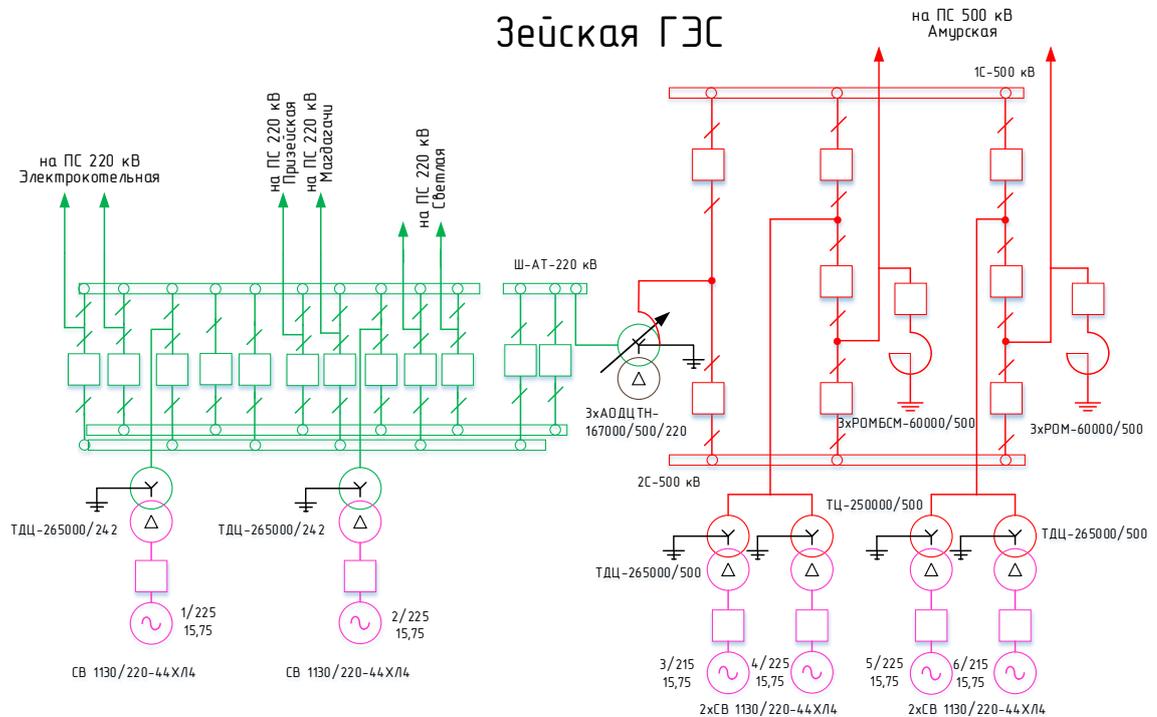


Рисунок 1 – Однолинейная схема Зейской ГЭС

Нерюнгринская ГРЭС

Филиал «Нерюнгринская ГРЭС» ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» считается энергетическим центром Южной Якутии. Это один из крупнейших энергообъектов на территории Республики Саха и единственный источник тепла и света южно-якутского региона. Установленная электрическая мощность 570 МВт, установленная тепловая мощность 820 Гкал/час.

Годовая выработка тепла составляет 3030 млн. кВт×ч.

На НГРЭС действует два РУ на 220 и 110 кВ выполненные по схеме – две рабочие и обходная система шин. РУ связаны между собой двумя автотрансформаторами АТДЦТН-125000/220/ 110-68У1.

В данном разделе описаны климатические характеристики района проектирования и рельеф местности. В зависимости от погодных условий будет произведен выбор оборудования с соответствующим климатическим исполнением. Выбрано расположение проводов на опорах и тип опор. И произведен расчет заземления выбранного объекта электроэнергетики с учетом грунта.

Амурская область входит в состав Дальневосточного Федерального округа и располагается на юго-востоке Российской Федерации в азиатской ее части, между Становым хребтом на севере и рекой Амур на юге. На юге проходит государственная граница с Китайской Народной Республикой. На западе область граничит с Забайкальским краем, на севере - с Республикой Саха (Якутия) и на востоке - с Хабаровским краем и Еврейской автономной областью. Почти вся территория области расположена в бассейне реки Амур.

Площадь территории Амурской области — 361,9 тыс. км², что составляет 2,1 % площади Российской Федерации.

Средняя температура воздуха в январе от -32,8°С до -27,6°С, в июле – от +17,6°С до +20,7°С.

Реконструируемый участок сети находится в двух энергорайонах Амурской области.

Зейская ГЭС и ПС Магдагачи располагаются на востоке Амурской области.

Рельеф территории района равнинный или слегка волнистый, склоны преимущественно пологие, 6-12° градусов. Только в западной части района, поймы реки Амур, рельеф более резко выражен, здесь преобладают склоны крутизной 16-25° градусов.

Основными почвообразующими породами на территории района являются пресноводные отложения – глины и песка. По механическому составу наиболее представлены суглинистые и супесчаные. Глинистые, каменистые и избыточно увлажненные почвы имеют незначительное распространение.

Остальные подстанции на участке располагаются в западном энергорайоне Амурской области перечень климатических характеристик сведен в таблицу 3.

Особенности рельефа учитываемые при проектировании сети:

- глинистая структура, повышенная влажность почв в летний период;
- преобладает низкогорье – системой невысоких (абсолютные отметки – 500 – 1200 м, относительные – 150 – 550 м) горных хребтов;
- большое количество ручьев, рек.

Преобладают горные породы грунта. Густой лес с буротаежным грунтом, также преобладает горно-подзолистый тип грунта.

Таблица 3 – Климатогеографические данные восточного и западного энергорайона

Характеристика	Показатель	
	Восточный	Западный
Район по ветру	II	II
Район по гололеду	III - IV	III
Средняя скорость ветра, м/с	2,9	2
Минимальная температура, С ⁰	-52	-52,4
Максимальная температура, С ⁰	+36	+40,2
Среднегодовая температура, С ⁰	-3,7	3,8
Сейсмичность района	7	7
Количество грозных часов	40-60	40-60
Глубина промерзания грунта, м	3,9-4,5	

1.3 Анализ существующих режимов

Расчет режимов произведен в ПВК RastrWin [7]. Сначала необходимо создать 4 шаблона: «Режим.rg2», «Анцапфы.anc», «Графика.grf», «Трансформаторы.trn». На вкладке Узлы задаются номинальные напряжения узлов их номера и название, а также в зависимости от типа узла нагрузочный или генераторный мощность нагрузки и/или генерации. Обязательно необходимо задать один базисный узел, от него будут считаться углы напряжения.

На вкладке Ветви задаются параметры ветви активное и реактивное сопротивление и проводимости, для (авто-) трансформаторов задается коэффициент трансформации. Задаются узлы начала и конца, ветви с выключателями задаются пустыми без параметров.

При наличии 3-хобмоточных СТ или АТ на вкладке Трансформаторы и Трансформаторы паспорт выбираются марка СТ(АТ), параметры задаются автоматически, но их можно задать вручную. Задаются номера узлов стороны ВН, СН, НН и нейтрали.

На вкладке анцапфы задается диапазоны регулирования трансформатора, тип регулирования (РПН, ПБВ), расположение и шаг регулирования. Регулирование 2-хобмоточных СТ осуществляется на вкладке Ветви, выбирается номер анцапфы из базы данных и номер отпайки, 3-хобмоточные СТ и АТ регулируются аналогично на вкладке Трансформаторы.

Вкладка Графика предназначена для графического представления результатов расчета.

Необходимо посчитать режим максимальных зимних и летних нагрузок и режим минимальных зимних и летних нагрузок.

Анализ режимов существующей сети необходим для определения цели реконструкции, узких мест на участке. Исходные данные для расчета режимов были взяты во время прохождения практики в филиале АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ. Для расчета режимов необходимы минимальные и максимальные значения нагрузки ПС в зимний и летний период.

Для сохранения большинства системных свойств необходимо составить эквивалент расчетного участка.

Эквивалент обрезаются по узлам. Если узел представляет собой узловую ПС, то необходимо учесть переток мощности, поступающей к ПС и/или оттекающий от нее. Например, на ПС 220 кВ Магдагачи поступает мощность от Зейской ГЭС и от восточного энергорайона, поэтому узел, моделирующий ПС

Магадагачи будет включать собственную нагрузку ПС и одновременно является генератором мощности со стороны восточного энергорайона. Также если от узла, на котором обрывается эквивалент мощность протекает дальше, то для того, чтобы учесть эту мощность необходимо взять поток в конце линии и задать и его как общую нагрузку данного узла.

Нагрузка ПС Аячи/т и ПС Чичатка задана потоком мощности в сторону забайкальского края и постоянным значением напряжения в зависимости от режима, ПС 500 кВ Амурская задана в схеме только шинам 500 кВ с учетом потока мощности, оттекающей от шин 500 кВ Зейской ГЭС. Для упрощения схемы нагрузка трансформаторов приведена к шинам соответствующих ПС, а нагрузка стороны 110 кВ ПС 220 кВ Тында, Сквородино приведена к средней стороне установленных автотрансформаторов. На шинах высокой стороны ПС Тында, Призейская заданы поток мощности в сторону остальной энергосистемы.

Станции показаны полностью с учетом нагрузки собственных нужд на генераторах, которая задана активной и реактивной проводимостью в узле.

На рисунке 3 приведен полученный эквивалент сети.

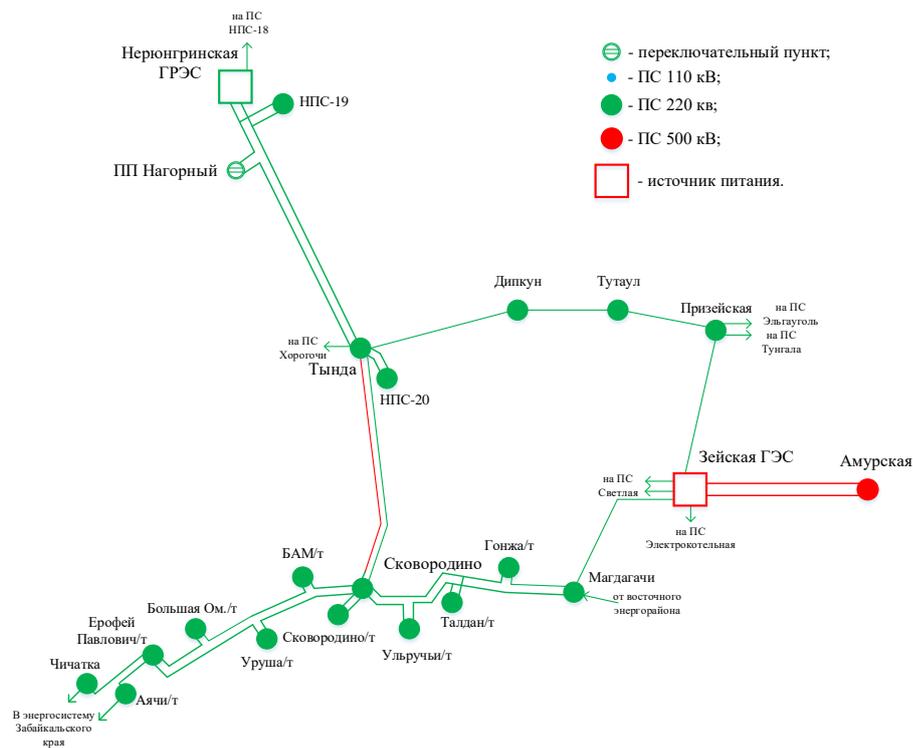


Рисунок 3 – Граф рассматриваемого участка электрической сети

Подробный эквивалент сети приведен на листе 1 графической части.

Рассмотрим подробнее схемы РУ ключевых ПС на участке и установленное оборудование.

1.3.1 Характеристика подстанций

Для расчета режимов в ПВК RastrWin ПС Сковородино, Тында, Призейская, Тутаул, Дипкун показаны полностью так как на них установлено оборудования компенсации реактивной мощности, их трансформаторы с устройством РПН позволят регулировать напряжение СН и НН в сети. Рассмотрим параметры оборудования этих ПС.

Все данные были взяты в ходе прохождения практики в филиале АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ.

Таблица 5 – Компенсирующие устройств

Подстанция	Тип устройства	Номинальное напряжение, кВ	Мощность, Мвар
Сковородино	УШР	220	100

Продолжение таблицы 5

Сковородино	ШР	35	20
Тында	УШР	220	100
	2хШР	35	20
Призейская	УШР	220	100
	ШР	35	20
Дипкун	ШР	35	3х6,6
Тутаул	ШР	35	20

Таблица 6 – Параметры и тип трансформаторов

Подстанция		Сковоро- дино	Тында	Призей- ская	Дипкун	Тутаул
Марка (авто-) трансфор- матора		АТДЦТГН- 63000/220/110	АТДЦТН- 63000/220/110	ТДТН- 25000\220	ТДТН- 25000\220	ТДТН- 25000\220
R, Ом	ВН	1,73	1,85	6,83		14,79
	СН	3,28	0,82	4,25		17,59
	НН	8,15	6,42	3,58		1,37
X, Ом	ВН	104,12	102,9	268,94		269,58
	СН	3,36	-10,62	-0,21		-0,85
	НН	225,030	185,44	130,98		130,35
B, мкСм		2,38	1,46	4,16		0,85
K _T	ВН/СН	0,53	0,53	0,17		0,17
	ВН/НН	0,17	0,17	0,05		0,05
Диапазон регулируе- мости РПН		±10*1,2%	АТ1: ±10*1,2% АТ2: ±8*1,5%	±12*1%		

1.3.2 Параметры для расчета режимов

Параметрами режима являются активное, реактивное сопротивление и проводимости линии, а также нагрузки в узлах.

Если данных недостаточно, то методика определения параметров схемы замещения приведена в [4].

Параметры линий рассчитываются по следующим формулам:

Активное сопротивление:

$$R_{ij} = r_{0(ij)} \cdot l_{ij}; \quad (1)$$

Индуктивное сопротивление:

$$X_{ij} = x_{0(ij)} \cdot l_{ij}; \quad (2)$$

Емкостная проводимость на землю:

$$B_{ij} = -b_{0(ij)} \cdot l_{ij}; \quad (3)$$

Для протяженных линий 500 кВ также учитываются потери на коронирование, которые моделируются активной проводимостью на землю:

$$G_{ij} = g_{0(ij)} \cdot l_{ij}; \quad (4)$$

где $g_{0(ij)}$, $b_{0(ij)}$, $x_{0(ij)}$, $r_{0(ij)}$ - погонные значения провода;

l_{ij} - длина линии.

Характеристики линий сведем в таблицу 7,8.

Таблица 7 – Характеристика линий 500 кВ

Линия		R, Ом	X, Ом	B, мкСм	G, мкСм
Начало	Конец				
Зейская ГЭС 500кВ	Амурская №1	10,37	110,58	-1347,2	34,161
Зейская ГЭС 500 кВ	Амурская №2	10,48	111,99	-1365,8	34,675

Таблица 8 – Характеристика линий 220 кВ

Линия		R, Ом	X, Ом	B, мкСМ
Начало	Конец			
ЗГЭС 220 кВ	Магдагачи	9,98	54,75	-360,1
Магдагачи	Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1
Магдагачи	Отп. 286-287	9,4	32,1	-202,1
Отп. 286-287	Талдан/т	0,041	0,184	-1,132
Отп. 286-287	Ульручы/т	5,76	19,66	-123,7
Гонжа/т	Отп. 114-115	4,38	19,57	-120,66
Отп. 114-115	Талдан/т	0,032	0,145	-0,892
Отп. 114-115	Сковородино	6,65	29,71	-183,2
Сковородино	Сковор./т№1	0,51	2,28	-14
Сковородино	Сковор./т№2	0,51	2,28	-14
Сковородино	БАМ/т	2,534	11,095	-68,41
Сковородино	Уруша/т	7,257	32,429	-199,9
БАМ/т	Большая Ом./т	10,1	44,95	-277,2
Уруша/т	Ерофей П./т	7,96	35,55	-219,2
Ерофей П./т	Аячи/т	2,54	11,35	-69,98
Ерофей П./т	Чичатка	5,14	22,99	-141,8
Сковородино	Тында№1	5,7	49,17	-561,3
Сковородино	Тында№2	14,9	66,59	-410,6
Тында	НПС-20№1	2,30	8,48	-50,8
Тында	НПС-20№2	2,30	8,48	-50,8
НГРЭС	Отп. 485А1	0,38	1,71	-10,6
Отп. 485А1	НПС-19	0,95	3,5	-21
Отп. 485А1	Тында	17,28	77,23	-476,1
НГРЭС	Отп. 485А2	0,38	3,47	-20,8
Отп. 485А2	НПС-19	0,94	3,47	-20,8
Отп. 485А2	Нагорный	8,69	38,85	-239,5
Нагорный	Тында	10,26	45,86	-282,8
ЗГЭС 220 кВ	Призейская	17,64	78,85	-486,2
Призейская	Тутаул	9,41	42,32	-261,3
Тутаул	Дипкун	5,21	23,29	-143,6
Тында	Дипкун	14,18	63,35	-390,6

В таблицы 9 и 10 показан пример генераторных и нагрузочных узлов соответственно.

Таблица 9 – Список генераторных узлов

Номер	Название	U_ном, кВ	G_ш, мкСм	B_ш, мкСм	P_г, МВт	Q_г, Мвар	V_зд, кВ
41	НГРЭС Блок 1	15,75	52406,15	52406,15	225,25	43,8	15,5
43	НГРЭС Блок 3	15,75	52406,15	48374,9	160	-14,1	15,3
36	ЗГЭС ГА6	15,75	-	-	160	-5,5	15,4
35	ЗГЭС ГА5	15,75	-	-	160	-4,25	15,4

Таблица 10 – Список нагрузочных узлов

Номер	Название	U_ном, кВ	P_н, МВт	Q_н, Мвар
50	ПС 220 кВ Магдагачи 1С- 220 кВ	220	5,65	5,58
51	ПС 220 кВ Магдагачи 2С- 220 кВ	220	8,32	10,14
52	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	18,2	14,9
53	ПС 220 кВ Талдан/т 1С-220	220	11,1	10,1
54	ПС 220 кВ Талдан/т 2С-220	220	19,9	23,7
55	ПС 220 кВ Ульручы/т	220	29,8	37,5
56	ПС 220 кВ Сковородино/т	220	17,3	14,3

Все параметры приведены для максимального режим зимних нагрузок.

Схемы потокораспределени в максимальном и минимальном зимнем, максимального и минимального летнем режиме представлены в приложении А.

1.3.3 Анализ результатов расчета режимов

После расчета режима необходимо проверить правильность составленного эквивалента. Правильность рассчитанного эквивалента сравним по ПС 220 кВ Сковородино.

Таблица 11 – Сравнение контрольного замера с существующим режимом

		Результат	Контрольный замер
U, кВ	1С-220 кВ	228	230,9

Продолжение таблицы 11

U, кВ	1С-110 кВ	114,55		110,1	
	1С-35 кВ	36,5		37,5	
Линии		Р, МВт	I, А	Р, МВт	I, А
КВЛ 220 кВ Сковородино - Тында № 1		-88,7	231	-84,5	238
ВЛ 220 кВ Сковородино - БАМ/Т		71,1	180	67,5	185

Расчет произведен верно, так как погрешность между параметрами не превышает 10%.

После расчета установившегося режима в сети наблюдаются следующие уровни отклонения напряжения.

Таблица 12 – Отклонения напряжения

Название	U_ном, кВ	U, кВ	ΔU , %
Нерюнгринская ГРЭС 2С-35	35	37,13	6,08
ПС 220 кВ НПС-19 2С-220	220	238,5	8,39
ПС 220 кВ НПС-19 1С-220	220	238,5	8,39
ПС 220 кВ НПС-20	220	232,3	5,59
Нерюнгринская ГРЭС 1СШ-220	220	238,7	8,5
Нерюнгринская ГРЭС 2СШ-110	110	117,81	7,1
Нерюнгринская ГРЭС 1СШ-110	110	117,81	7,1
Нерюнгринская ГРЭС 1С-35	35	37,13	6,1
Нерюнгринская ГРЭС ср.т.2АТ	220	237,89	8,1
Нерюнгринская ГРЭС ср.т.1АТ	220	237,92	8,1
Зейская ГЭС Ш-АТ-220	220	239,8	9,01
Зейская ГЭС 1С-220	220	239,8	9,01
Зейская ГЭС 2С-220	220	239,8	9,01
ПС 220 кВ Магдагачи 2С-220 кВ	220	231,1	5,05
ПС 220 кВ Магдагачи 1С-220 кВ	220	231,1	5,05
ПС 220 кВ Тында 1С-220	220	232,42	5,64
отп.2 ПС 220 кВ НПС-19	220	238,6	8,44
отп.1 ПС 220 кВ НПС-19	220	238,6	8,43

Продолжение таблицы 12

ПС 220 кВ Тында 2С-220	220	232,4	5,64
ПС 220 кВ Тында 4 С 35	35	36,8	5,24
Нерюнгринская ГРЭС 2СШ-220	220	238,71	8,504
ПП 220 кв Нагорный	220	236,1	7,34
ПС Дипкун 220 кВ	220	232,25	5,57

Согласно требованиям ГОСТ на подстанциях допустимые колебания напряжения это $\pm 10\%$ от номинального напряжения, но не выше наибольшего рабочего напряжения [26].

Таблица 13 – Наибольшие рабочие напряжения

Номинальное напряжение, кВ	35	110	220	500
Наиболее рабочее напряжение, кВ	40,5	126	252	525

При увеличении напряжения выше наибольшего в электрической сети снижается надежность, увеличиваются потери электрической энергии, может сократиться срок службы оборудования, что приводит к авариям в сети. При анализе режимов напряжения на подстанциях находятся в пределах $\pm 10\%$.

При анализе допустимой токовой нагрузки ЛЭП в максимальных и минимальных режимах полученные значения не превышает предельно допустимые значения.

Из-за большого расстояния от источников генерации активной мощности и недостатка реактивной мощности в сети западного энергорайона в послеаварийных режимах на подстанциях 220 кВ есть тенденция снижения напряжения ниже допустимых значений. Для решения этой проблемы необходимо предложить варианты реконструкции, повышающие пропускную способность западного района с дополнительными источниками реактивной мощности.

2 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Расчет вероятностных характеристик

В данном разделе рассчитываются вероятностные характеристики нагрузки, необходимые для дальнейшего выбора электротехнического оборудования реконструируемой сети.

К вероятностным характеристикам относятся средняя, среднеквадратическая (эффективная) и максимальная мощности.

Средняя активная мощность – используется для расчета электропотребления и выбора силовых трансформаторов. Определяется по следующей формуле:

$$P_{CP} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i = \frac{P_{MAX}}{K_{MAX}}; \quad (5)$$

$$Q_{CP} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i = \frac{Q_{MAX}}{K_{MAX}}; \quad (6)$$

где T – период в течении которого производились измерения 24 часа;

P_i, Q_i – мощность, соответствующая моменту времени замера t_i ;

K_{MAX} – коэффициент максимума.

Среднеквадратическая (эффективная) мощность – используется для расчета потерь мощности и энергии.

$$P_{ЭФ} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} = P_{CP} \cdot K_{\Phi}; \quad (7)$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} = Q_{\text{ср}} \cdot K_{\phi}; \quad (8)$$

где K_{ϕ} – коэффициент формы;

В качестве максимальной и минимальной мощности нагрузки ПС прием максимальные и минимальные значения за день контрольного замера.

Значения средней и среднеквадратичной мощности конкретной ПС рассчитаны по контрольным замерам за зимний и летний день. Исходные данные были взяты во время прохождения практики в филиале АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ. Для прогнозирования нагрузки определяем коэффициенты максимума и формы. Коэффициент максимума – это отношение максимальной мощности к средней:

$$K_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{ср}}}; \quad (9)$$

Коэффициент формы характеризует неравномерность графика нагрузки во времени:

$$K_{\phi} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{ср}}}; \quad (10)$$

Для расчета коэффициентов воспользуемся суммарными значениями средних, максимальных и эффективных мощностей.

$$K_{\text{max.Лето}} = \frac{257,4}{173,53} = 1,48$$

$$K_{\phi.Лето} = \frac{178,39}{173,53} = 1,03$$

Таким образом, K_{ϕ} и K_{\max} для осенне-зимнего периода равны 1,04 и 1,36 соответственно.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Приведенная нагрузка подстанций

Наименование ПС	Максимальная мощность ПС				Минимальная мощность ПС			
	Зима		Лето		Зима		Лето	
	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар
Магдагачи 1СШ	19,6	17,1	14,05	13,6	9,6	6,1	2,9	6,25
Магдагачи 2СШ	9,1	13	14,05	13,6	2,7	4,6	2,9	6,25
Гонжа/т	18,2	14,9	21,2	23,7	13,8	11,4	5,4	3,9
Талдан/т 1СШ	1,1	10	12,2	23,6	0	0	3,3	2,1
Талдан/т 2СШ	19,9	23,7	11,2	13,4	6,9	6,2	3	3,7
Ульручы/т	29,8	37,5	16	18,6	4,4	3	5,9	9,5
Сковородино 1АТ	29,7	2,1	29,1	5,4	30,6	3,5	25,4	6,2
Сковородино 2АТ	28,2	0,7	24,1	0,7	24,2	3,9	22,2	1,7
Сковородино/т	17,3	14,3	12,9	10,5	5,7	4,8	2,6	2,4
БАМ/т	26,2	22	21,5	17,8	8,2	6,6	5,5	4,6
Уруша/т	15,8	17,8	32,2	27,4	4,6	7,7	4,6	3,7
Большая Омут- ная/т	14,6	20	28,6	21,7	5,4	6,4	7,2	5,8
Ерофей Павло- вич/т	1,54	0,7	6,9	3,7	1,16	0,43	0,7	3,2
Тында 1АТ	16,7	5,5	6,7	2,2	12,9	4,23	4,11	1,05
Тында 2АТ	16,7	5,5	6,7	2,2	12,9	4,23	4,11	1,05

Расчет вероятностных характеристик нагрузок подстанций выполнен автоматически в программе Microsoft Excel, результаты расчета представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Вероятностные характеристики подстанций

Наименование ПС	Зима				Лето			
	Рср, МВт	Рэф, МВт	Qср, Мвар	Qэф, Мвар	Рср, МВт	Рэф, МВт	Qср, Мвар	Qэф, Мвар
Магдагачи 1СШ	13,01	6,64	10,49	11,54	9,34	9,82	14,33	14,52
Магдагачи 2СШ	5,46	5,81	7,27	7,52	3,73	3,82	1,54	1,55
Гонжа/т	15,70	16,16	13,82	13,46	14,08	14,75	13,89	14,60
Талдан/т 1СШ	2,80	5,03	2,61	4,64	7,55	7,93	8,56	9,58
Талдан/т 2СШ	12,05	11,22	11,73	11,68	6,72	7,05	8,15	8,47
Ульручы/т	14,80	16,03	17,30	19,00	10,95	11,40	14,05	12,96
Сковородино 1АТ	29,46	29,00	2,18	2,83	22,99	23,02	2,49	2,92
Сковородино 2АТ	27,48	27,57	2,13	2,57	27,02	27,05	7,73	8,09
Сковородино/т	11,01	11,53	8,25	8,64	8,08	8,60	6,06	6,50
БАМ/т	14,66	15,38	10,99	11,53	13,24	13,76	9,93	10,32
Уруша/т	10,03	10,40	12,27	12,60	19,56	20,05	14,66	15,04
Большая Омут- ная/т	10,19	10,40	11,07	11,48	15,50	15,86	11,62	11,89
Ерофей Павло- вич/т	1,33	1,33	0,51	0,51	3,05	3,43	16,23	17,00
Тында 1АТ	16,02	14,94	5,23	4,88	5,86	5,92	1,65	1,66
Тында 2АТ	16,01	14,96	5,23	5,21	5,86	5,93	1,65	1,69

Далее рассчитаем прогнозируемую нагрузку сроком на 5 лет для расчета будущего режима сети.

2.2 Прогнозирование электрических нагрузок

Для разработки вариантов реконструкции необходимо спрогнозировать нагрузку подстанций на участке, проанализировать существующие режимы и учесть подключение новых потребителей. Срок прогноза 5 лет.

Прогноз производится по средней активной мощности и определяется по формуле сложных процентов.

$$P_{прог}^{ср} = P_{ср} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t}; \quad (11)$$

где $P_{ср}$ – средняя мощность приведена для каждой ПС в таблицах 14 и 15;

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного района принимаем данный коэффициент равный 0,088 [18];

$t_{прог}$ – год для которого определяется электрическая нагрузка;

t – год в который снимался первый замер.

Для примера рассчитаем прогнозируемую нагрузку ПС 220 кВ Гонжа/тяговая в осенне-зимний период.

$$P_{прогГонжа}^{ср} = 15,7 \cdot (1 + 0,088)^{2025 - 2020} = 23,93 \text{ МВт}$$

Аналогично с помощью программы Microsoft Excel рассчитаем нагрузку остальных ПС.

Максимальную, эффективную и минимальную мощности пересчитаем с учетом коэффициентов формы и максимума, рассчитанных в предыдущем пункте.

Максимальная мощность – используется для выбора элементов электрической сети, расчета и анализа установившихся режимов.

$$P_{MAX} = P_{ср} \cdot \left(1 + 1,96 \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right) = K_{MAX} \cdot P_{ср}; \quad (12)$$

$$Q_{MAX} = Q_{ср} \cdot \left(1 + 1,96 \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right) = K_{MAX} \cdot Q_{ср}; \quad (13)$$

Минимальная мощность

$$P_{MIN} = P_{CP} \cdot \left(1 - 1,96 \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right) = K_{II} \cdot P_{CP}; \quad (14)$$

$$Q_{MIN} = Q_{CP} \cdot \left(1 - 1,96 \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right) = K_{II} \cdot Q_{CP}; \quad (15)$$

Из-за невозможности точного прогноза реактивной мощности пересчитаем ее через коэффициент реактивной мощности:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q}{P}; \quad (16)$$

Воспользуемся усреднёнными значениями $\operatorname{tg} \varphi = 0,5$.

Таблица 16 – Нагрузка с перспективой на 5 лет в осенне-зимний период

Наименование ПС	Pmax, МВт	Pcp, МВт	Pэф, МВт	Pmin, МВт	Qmax, Мвар	Qcp, Мвар	Qэф, Мвар	Qmin, Мвар
Магдагачи 1СШ	26,22	19,83	20,63	9,35	13,11	9,92	10,31	4,68
Магдагачи 2СШ	11,01	8,32	8,66	3,93	5,50	4,16	4,33	1,96
Гонжа/т	31,64	23,93	24,89	11,28	15,82	11,96	12,44	5,64
Талдан/т 1СШ	5,64	4,27	4,44	2,01	2,82	2,13	2,22	1,01
Талдан/т 2СШ	24,29	18,37	19,11	8,66	12,14	9,19	9,55	4,33
Ульручы/т	29,83	22,56	23,47	10,64	14,92	11,28	11,73	5,32
Сковородино 1АТ	59,38	44,91	46,71	21,18	29,69	22,46	23,36	10,59
Сковородино 2АТ	55,39	41,89	43,57	19,75	27,70	20,95	21,79	9,88
Сковородино/т	22,19	16,79	17,46	7,91	11,10	8,39	8,73	3,96
БАМ/т	29,55	22,35	23,24	10,54	14,78	11,18	11,62	5,27
Уруша/т	20,22	15,29	15,90	7,21	10,11	7,65	7,95	3,61

Большая Омутна/т	20,54	15,54	16,16	7,33	10,27	7,77	8,08	3,66
Ерофей Павлович/т	2,68	2,03	2,11	0,96	1,34	1,01	1,05	0,48
Тында 1АТ	32,29	24,42	25,40	11,52	16,15	12,21	12,70	5,76
Тында 2АТ	32,29	24,42	25,40	11,52	16,15	12,21	12,70	5,76

Таблица 17 – Нагрузка с перспективой на 5 лет в весенне-летний период

Наименование ПС	Pmax, МВт	Pср, МВт	Pэф, МВт	Pmin, МВт	Qmax, Мвар	Qср, Мвар	Qэф, Мвар	Qmin, Мвар
Магдагачи 1СШ	21,42	14,24	21,12	10,10	10,71	7,22	7,42	5,05
Магдагачи 2СШ	21,42	5,69	8,44	10,10	10,71	7,22	7,42	5,05
Гонжа/т	32,32	21,47	31,84	15,24	16,16	10,89	11,20	7,62
Талдан/т 1СШ	18,60	11,51	17,07	8,77	9,30	6,27	6,45	4,39
Талдан/т 2СШ	17,08	10,25	15,20	8,05	8,54	5,76	5,92	4,03
Ульручы/т	24,39	16,69	24,76	11,50	12,20	8,22	8,45	5,75
Сковородино 1АТ	44,36	35,05	51,99	20,92	22,18	14,95	15,37	10,46
Сковородино 2АТ	36,74	41,19	61,10	17,33	18,37	12,39	12,73	8,66
Сковородино/т	19,67	12,32	18,27	9,27	9,83	6,63	6,82	4,64
БАМ/т	32,78	20,19	29,94	15,46	16,39	11,05	11,36	7,73

Продолжение таблицы 17

Уруша/т	49,09	29,82	44,23	23,15	24,55	16,55	17,01	11,57
Большая Омутна/т	43,60	23,63	35,05	20,56	21,80	14,70	15,11	10,28
Ерофей Павлович/т	10,52	4,65	6,90	4,96	5,26	3,55	3,65	2,48
Тында 1АТ	10,21	8,93	13,25	4,82	5,11	3,44	3,54	2,41
Тында 2АТ	10,21	8,93	13,25	4,82	5,11	3,44	3,54	2,41

Так как на участке в 2021 году также планируется ввод новой тяговой ПС 220 кВ Сгибеево/т, то ее нагрузку примем согласно [18] $P_{\max}=16$ МВт, $Q_{\max}=8$ Мвар, минимальную мощность примем по минимальному коэффициенту загрузки установленного трансформатора.

Таким образом, по результатам расчёта вероятностных характеристик ПС можно сказать о значительном увеличении нагрузки западного энергорайона в особенности тяговых ПС. На участке необходимо провести реконструкцию для увеличения пропускной способности в сети, строительством дополнительных линий, соединяющих Зейскую ГЭС с ПС на участке с установкой дополнительных средств компенсации реактивной мощности.

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

3.1 Выбор конкурентоспособных вариантов

Задача проектирования электроэнергетических систем состоит в разработке и технико-экономическом обосновании решений, определяющих их развитие и обеспечивающих оптимальный вариант электроснабжения потребителей при выполнении технических ограничений по надежности электроснабжения и качеству электроэнергии.

Цель реконструкции участка сети от Зейской ГЭС до ПС Ерофей Павлович/т является дефицит активной мощности в западном энергорайоне Амурской области, прогнозируемое увеличение нагрузки тяговых подстанций и присоединения новых потребителей приведет к перегрузу оборудования, быстрому износу изоляции и сокращению срока службы. Для перспективного решения этой проблемы необходимо увеличение пропускной способности сечения «ОЭС – Запад Амурэнерго» для обеспечения требуемого уровня надежности потребителей ОАО «РЖД» относящихся к I категории потребителей. Объединение двух энергорайонов восточного и западного, путем строительства новых ЛЭП от источника питания восточного энергорайона Зейской ГЭС к подстанциям западного энергорайона.

Варианты реконструкции предложены для напряжения 220 кВ и 500 кВ, они должны отвечать требованиям надёжности энергоснабжения, обеспечивать решение поставленной задачи, быть экономически привлекательными и производить одинаковый производственный эффект.

Рассмотри каждый вариант реконструкции.

Вариант №1. Строительство ЛЭП 500 кВ через ПП 500 кВ Агорта до ПС 220 кВ Сквородино с реконструкцией на 500 кВ. Данный вариант требует реконструкции ПС Сквородино на 500 кВ и строительство ПП 500 кВ Агорта. ПП будет включаться в существующие линии 500 кВ Зейская ГЭС – ПС 500 кВ

Амурская, четырьмя новыми линиями длина достраиваемых участков линий 13 км. ПП Агорта будет соединяться по однопроводной линии 500 кВ с ПС 500 кВ, длина линии составит 277 км.

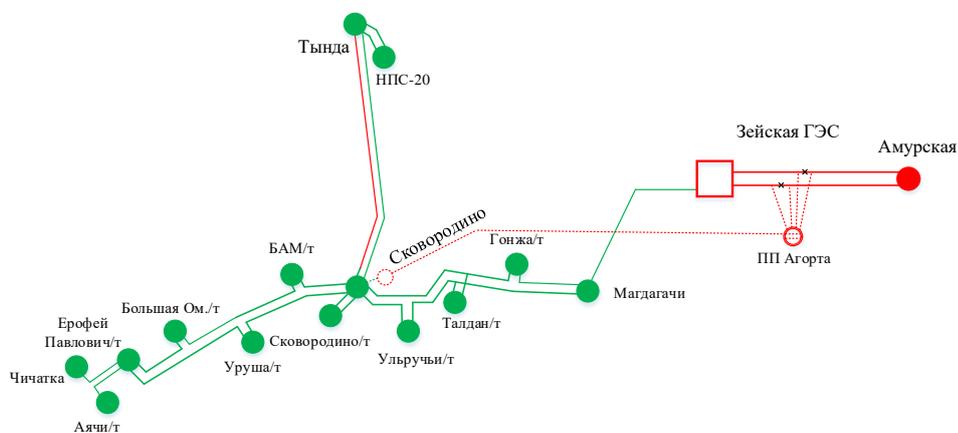


Рисунок 4 – Вариант реконструкции №1

Вариант №2. Строительство ЛЭП 500 кВ от РУ 500 кВ Зейской ГЭС до ПС 220 кВ Сковородино с реконструкцией на 500 кВ. Данный вариант требует для подключения новой ВЛ расширение РУ 500 кВ Зейской ГЭС на одну ячейку выключателя и строительство РУ 500 кВ ПС Сковородино с расширением РУ 220 кВ на одну ячейку. Длина линии составит 272 км.

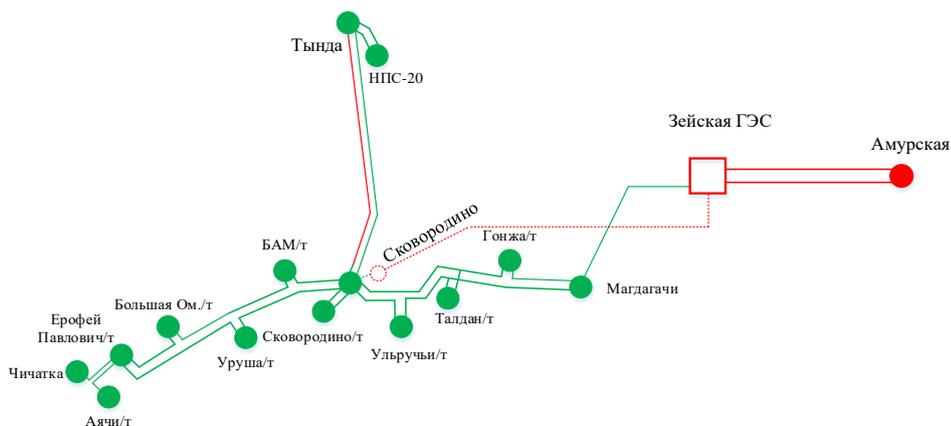


Рисунок 5 – Вариант реконструкции №2

Вариант №3. Строительство двухцепной ЛЭП 220 кВ от РУ 220 кВ Зейской ГЭС до ПС 220 кВ Сквородино. Требуется расширение РУ 220 кВ Зейской ГЭС и ПС Сквородино на одну ячейку включателя. Длина линий в одноцепном исполнении 272 км.

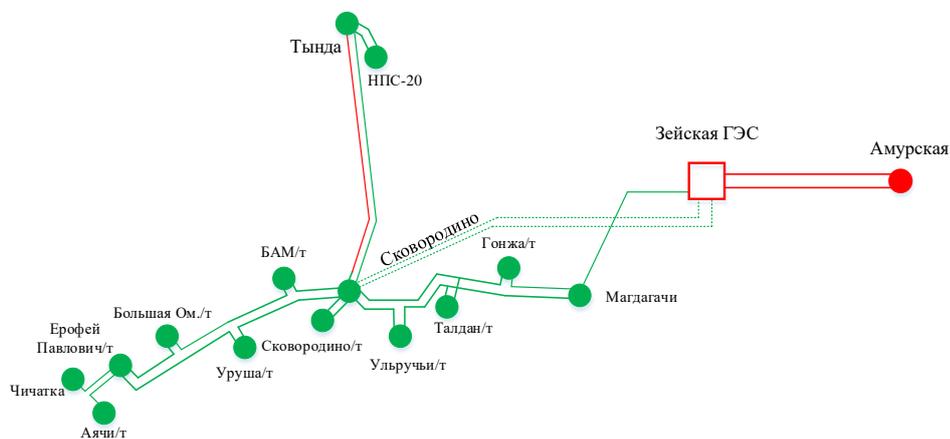


Рисунок 6 – Вариант реконструкции №3

Вариант №4. Строительство ЛЭП 220 кВ от РУ 220 кВ Зейской ГЭС до ПС 220 кВ Сквородино через новый ПП 220 кВ. Вариант требует строительства нового ПП 220 кВ, который подключается к шинам 220 кВ Зейской ГЭС, необходимо расширение РУ 220 кВ Зейской ГЭС на две ячейки выключателя, длина линий составит 13 км. Также необходимо расширению РУ 220 кВ ПС Сквородино на одну ячейку, длина ЛЭП от Зейской ГЭС до ПС 220 кВ Сквородино составит 272 км.

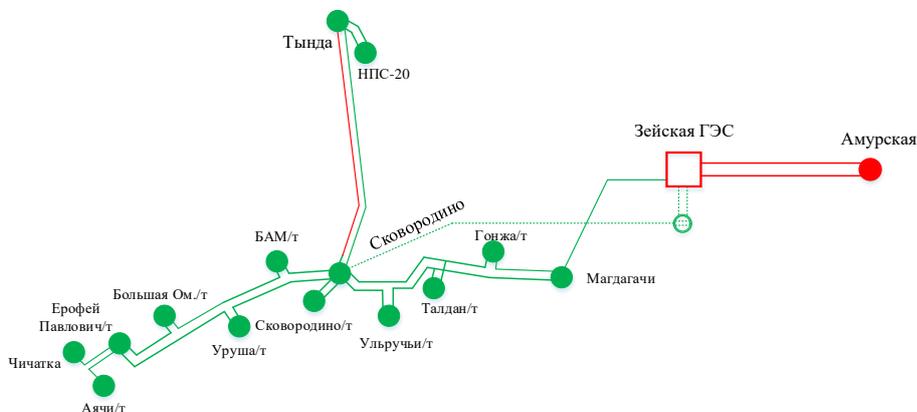


Рисунок 7 – Вариант реконструкции №4

Вариант №5. Строительство ЛЭП 500 кВ через ПП 500 кВ Агорта и строительство дополнительного понижающего ПП 500/220 кВ с подключением ПС 220 кВ Сквородино не требующего реконструкции ПС 220 кВ Сквородино на напряжение 500 кВ. Требуется расширение ПС 220 кВ Сквородино на одну ячейку выключателя и строительство двух ПП на 500 кВ и установка понижающего АТ 500/220 кВ. Длина участков до ПП 500 кВ Агорта 13 км, длина между ПП 277 км.

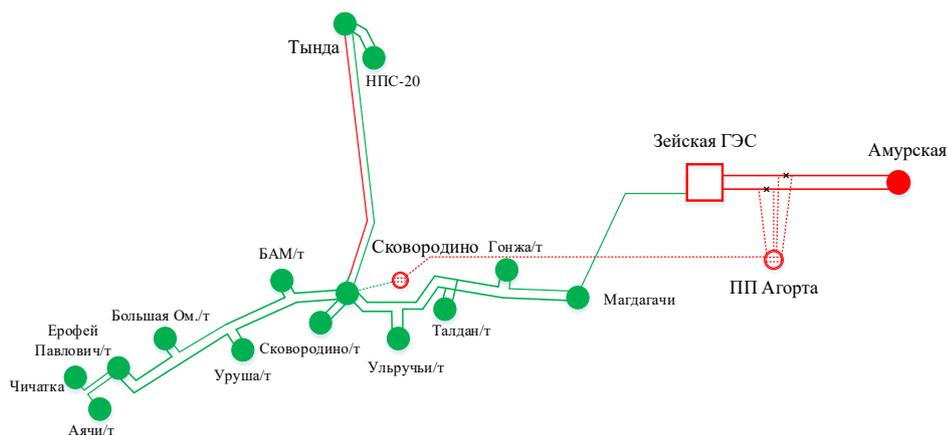


Рисунок 8 – Вариант реконструкции №5

Вариант №6. Строительство трех новых ЛЭП 220 кВ от РУ 220 кВ Зейской ГЭС до ПП 220 кВ Уркан и затем на ПС 220 кВ Сквородино и ПС 220 кВ Тында. Вариант требует расширение РУ 220 кВ ПС и Зейской ГЭС на одну ячейку выключателя. Длины линий составят от Зейской ГЭС до ПП 177 км, от ПП до ПС 220 кВ Сквородино 48,5 и до ПС 220 кВ Тында от ПП 112 км.

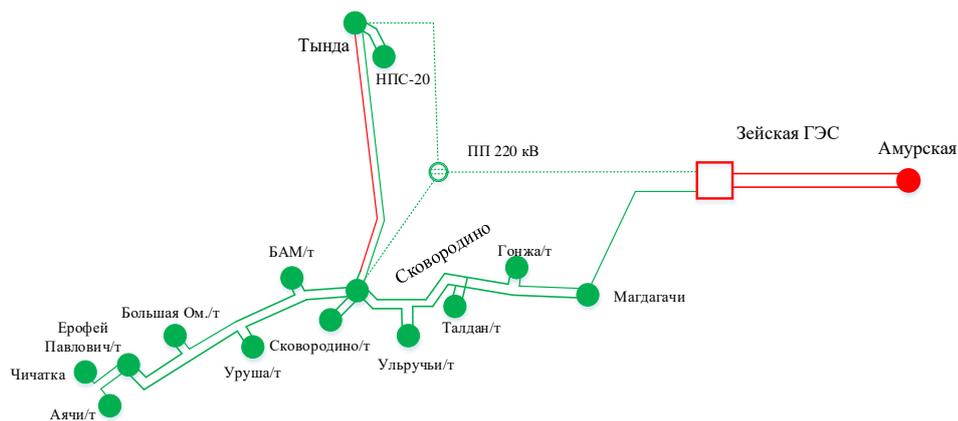


Рисунок 9 – Вариант реконструкции №6

Для упрощения выбора конкурентоспособных вариантов сравним их попарно. Вариант №1,5, вариант №4,6, вариант №3,2.

1-ый и 5-ый вариант со строительством ЛЭП 500 кВ через ПП 500 кВ Агорта, для подключение нового ПП будет через 4 линии, так как такой вариант схемы является более гибким и надежными. Первый вариант предлагает реконструкцию ПС 220 кВ Сковородино на РУ ВН 500 кВ, что в дальнейшем позволит повысить номинальное напряжение на участке Тында – Нерюнгринская ГРЭС и увеличить пропускную способность сечения «ОЭС – Запад Амурэнерго». Вариант 5 не предусматривает реконструкцию ПС 220 кВ Сковородино на 500 кВ, поэтому для увеличения пропускной способности сечения в будущем потребуется дальнейшая реконструкции существующей конфигурации сети, что приведет к дополнительным капиталовложениям.

Выбираем первый вариант, т.к. он спроектирован с перспективой будущего развития западного энергорайона.

4-ый и 6-ой вариант со строительством нескольких ЛЭП 220 кВ через ПП 220 кВ. Вариант 4 является менее надежным и практически не даст желаемого эффекта при реконструкции сети, из-за протяженной ЛЭП 220 кВ 230 км, такая длина приведет к большим потерям мощности, большому падению

напряжения на конце линии, практически не увеличив пропускную способность энергорайона. Шестой вариант за счет изменения расположения ПП 220 кВ позволяет сократить длину линий 220 кВ, также с помощью него западный энергорайон соединяется не только через ПС 220 кВ Сквородино, но с ПС 220 кВ Тында. Эти подстанции являются самыми крупными на участке реконструкции, строительство дополнительных линий приведет к увеличению напряжений на подстанциях.

Выбираем вариант 6.

3-ий и 2-ой вариант со строительством дополнительных линий на 500 и 220 кВ. Не смотря на отсутствие в третьем варианте нужды в реконструкции ПС 220 кВ Сквородино на 500 кВ, строительство двухцепной линии 220 кВ большой протяженности (300 км) приведет к увеличению потерь в сети, также этот вариант менее надежный в сравнении со вторым вариантом. Линия 500 кВ обладает большей пропускной способностью и меньшими потерями, но обладает большой зарядной мощностью и требует установки дополнительных средств компенсации реактивной мощности.

Выбираем вариант 2, т.к. он будет более надежным и перспективным для дальнейшего развития западного энергорайона.

Итак, для дальнейшего анализа выбраны Варианты №1,2,6.

Далее рассмотрим выбор номинального напряжения, сечения ЛЭП и выбор (авто-) трансформаторов для выбранных вариантов.

3.2 Выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение в сети выбирается из стандартизированного ряда напряжений, определяющих сечение линий и тип электрооборудования:

- Низший класс – до 1 кВ;
- Средний класс – от 1 кВ до 35 кВ;
- Высокий класс – от 110 кВ до 220 кВ;
- Сверхвысокий класс – от 330 кВ до 750 кВ;

- Ультравысокий класс – от 1000 кВ.

Выбор напряжений необходимо для того чтобы выбрать электросетевое оборудование, сечение ЛЭП и схему РУ соответствующего выбранному уровню напряжения.

В данной работе реконструируются сети номинального напряжения 220 – 500 кВ. Напряжение 500 кВ является напряжением системообразующих сетей. Используется для передачи больших мощностей на большие расстояния и обладают большой пропускной способностью. С увеличением номинального напряжения возрастают затраты на капиталовложения в строительстве (реконструкции), ведь оборудование на 500 кВ будет значительно дороже, поэтому необходимо оценить рациональность реконструкции сетей на сверхвысокий класс напряжения. Помимо этого, чем выше класс напряжений, тем больше зарядная мощность. Требуется дополнительная установка устройств компенсации реактивной мощности, особенно в режимах минимальных нагрузок, иначе избыток зарядной мощности приведет к увеличению напряжения в узлах.

Напряжение 220 кВ основное напряжение распределительных сетей Амурской области. Требуется меньших капиталовложений, но увеличивает потери мощности в сети. Из-за стремительного роста потребления электрической энергии в Амурской области и в России в целом, требуется постоянное, долгосрочное планирование развития ЭЭС. Таким образом, ЛЭП и электрооборудование напряжением 220 кВ с ростом нагрузки становятся не актуальными и требуют замены на более высокий класс напряжения.

Вариант №1 включает строительство новых ЛЭП 500 кВ, которые включаются в существующую ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская, через ПП 500 кВ Агорта и подключается к ПС Сковородино, сторона ВН станет 500 кВ.

Вариант №2 аналогичен №1 требуется строительство новой ЛЭП 500 кВ, подключаемой к шинам 500 кВ Зейской ГЭС и реконструкция ПС Сковородино на 500 кВ.

Для варианта №6 необходимо строительство трех новых ВЛ 220 кВ, которые будут подключаться к шинам 220 кВ Зейской ГЭС.

Далее выберем схемы реконструируемых РУ, сечение новых ЛЭП и марку (авто-) трансформаторов в соответствии с выбранными напряжениями.

3.2 Выбор схем РУ ПС

Схемы РУ ПС при реконструкции(проектировании) выбираются на основании схем развития энергосистемы, схем электроснабжения района или объекта и других работ по развитию электрических сетей и должны:

- Обеспечивать присоединения заданного числа высоковольтных линий, трансформаторов(автотрансформаторов), компенсирующих устройств;
- Обеспечивать требуемый уровень надежности работы РУ исходя из требований различным группам потребителей, в нормальных и послеаварийных режимах;
- Учитывать требование секционирования сети и обеспечить работу РУ при расчетных значениях токов короткого замыкания;
- Обеспечивать возможность безопасного проведения ремонтов отдельных участков сети;
- Обеспечивать требования наглядности, удобства эксплуатации, компактности и экономичности.

Схемы выбраны согласно [22].

Вариант №1.

Вариант не требует реконструкции РУ 500 кВ Зейской ГЭС, но необходимо строительство ПП Агорта и реконструкция ПС 220 кВ Сковородино на 500 кВ.

ПП Агорта имеет 5 присоединений 4 подходящих линии и одна отходящая номинальным напряжением 500 кВ. Выбираем схему «Трансформаторы -

шины с полуторным присоединением линий» (16), применяется для РУ подстанций при 5 и более линиях, подключаемых в «полуторную» цепочку, при необходимости подключения ВЛ через 2 выключателя.

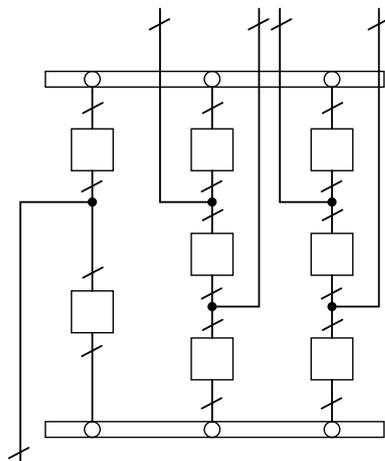


Рисунок 10 – Схема РУ ПШ Агорта

Для РУ 500 кВ ПС Сковородино необходимо выбрать схему с 1 подходящей линией на два трансформатор. Т.к. СиПР на 2020 – 2026 г. включает реконструкцию ПС 220 кВ Тында на 500 кВ, то с учетом дальнейшей реконструкции сети примем схему «Четырехугольник» (7), для двухтрансформаторных ПС питаемых по 2-м ВЛ, при необходимости секционирования транзитной ВЛ.

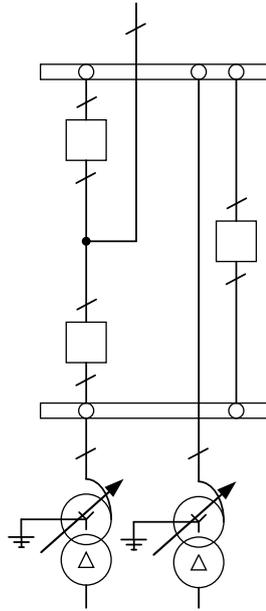


Рисунок 11 – Схема РУ 500 кВ ПС Сковородино

На РУ 220 кВ ПС Сковородино добавляем дополнительную ячейку выключателя.

Вариант №2.

В данном варианте необходимо добавить дополнительную ячейку выключателя на РУ 500 кВ ЗГЭС. Для строительства РУ 500 кВ на ПС Сковородино примем также схему «Четырехугольник». На РУ 220 кВ ПС Сковородино добавляем ячейку выключателя.

Вариант №6.

На РУ 220 кВ ЗГЭС устанавливается дополнительная ячейка выключателя. Для строительства нового ПП 220 кВ с одной подходящей линией и двумя отходящими примем схему «Две рабочие системы шин» (13), применяется при повышенных требованиях к сохранению в работе присоединений, но допускающих потерю напряжения при повреждении в зоне сборных шин на время оперативных переключений по переводу присоединений на другую систему шин; при необходимости деления сети.

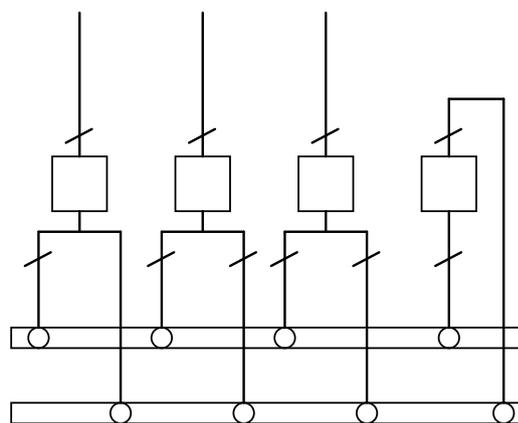


Рисунок 12 – Схема РУ ПП 220 кВ

Также дополнительные ячейки выключателя добавляем на ПС 220 кВ Тында и ПС 220 кВ Сквородино.

Таблица 18 – Общее число выключателей для каждого варианта

Номер варианта	Кол-во выключателей	Номинальное напряжение
№1	12	500 кВ
№2	4	500 кВ
№6	7	220 кВ

Также учтем на участке ввод новой тяговой ПС 220 кВ Сгибеево/т, но в данной работе ограничимся вариантами реконструкции соединения восточного и западного энергорайона Амурской области. Поэтому способ присоединения ПС 220 кВ Сгибеево/т примем схему РУ «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» (5АН).

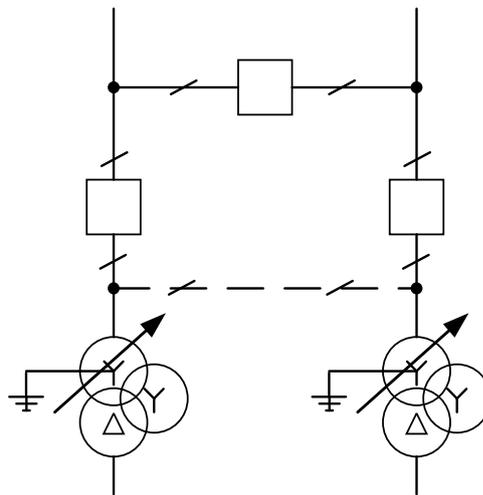


Рисунок 13 – Схема ПС 220 кВ Сгибеево/Т

3.3 Выбор сечений новых линий электропередачи и проверка существующих

Сечение провода – это основной параметр линии. Чем больше сечение, тем выше пропускная способность участка, меньше потери и их стоимость за год. Но при этом увеличиваются габариты линии, соответственно затраты на ее сооружения и отчисления от них возрастают.

На воздушных линиях используются сталеалюминевые провода марки АС, АСО, АСК, АСКП, АСКС. Для расчета проводов необходимо произвести расчет упрощенного потокораспределения на участке. Существуют два способа определения сечения провода: метод экономических токовых интервалов и метод экономической плотности тока. В данной работе воспользуемся методом экономических токовых интервалов.

Для расчета необходимо определить перетоки мощности в линии. Для этого в ПК RastrWin создадим упрощенные модели режимов трех вариантов реконструкции для максимального режима. В качестве параметров новых линий зададим сопротивления и проводимости минимально допустимой марки провода для выбранного напряжения в зависимости от варианта. Схемы потокораспределения трех вариантов приведены в приложении Б.

Для выбора сечений воспользуемся следующей методикой определения.

Определим максимальный ток:

$$I_{\max i} = \frac{\sqrt{P_{\max i-j}^2 + Q_{\max i-j}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \cdot 10^3; \quad (17)$$

где n – количество линий.

Далее определим расчетные токи на участках линии, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП:

$$I_{pi} = I_{\max i} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \quad (18)$$

где I_{\max} – максимальный ток на каждой ВЛ, А;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации, равный 1,05 [1].

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки. Примем данный коэффициент равным 1.

Также должно выполняться следующее условие:

$$I_{\text{д.д}} \geq I_{\text{р.п/а}}; \quad (19)$$

где $I_{\text{д.д}}$ – длительно допустимый ток выбранного сечения, А;

$I_{\text{р.п}}$ – расчетный послеаварийный ток, А.

Расчет для послеаварийного режима проводим аналогично формуле 17, поочередно отключая участки сети. Для двухцепных линий П/А режим это отключение одной из линий. Например, для ВЛ Зейская ГЭС – ПП 220 кВ, Зейская ГЭС – Магдагачи и Зейская ГЭС – Призейская самым нагруженным режимом будет отключение двух других линий, когда вся мощность, переданная

от восточного энергорайона будет протекать по одной из линий. Для транзита Магдагачи – Сковородино –Ерофей Павлович/т П/А режимы будут при отключении параллельной линии на транзите, например, для П/А режима Талдан/т – Сковородино необходимо отключить ВЛ Талдан/т- Ульручи/т или Ульручи/т – Сковородино.

Расчет покажем на примере новой ВЛ варианта №1 ПП 500 кВ Агорта – ПС 500 кВ Сковородино.

$$I_{\max \text{ Агорта-Скв.}} = \frac{\sqrt{190,4^2 + 150,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 500} \cdot 10^3 = 280,58 \text{ А}$$

$$I_{\rho \text{ Агорта-Скв.}} = 280,58 \cdot 1,05 \cdot 1_t = 294,6 \text{ А}$$

$$I_{\max \text{ Агорта-Скв.}} = \frac{\sqrt{298,9^2 + 148,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 500} \cdot 10^3 = 385,69 \text{ А}$$

Таким образом для напряжения 500 кВ выбираем провод 3хАС300/66, допустимый ток которого равен 2070А. Аналогичные расчета для остальных ВЛ, расчет произведен автоматически с помощью программы Microsoft Excel, результаты расчета приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Расчет токов в линиях

ВЛ	Поток в нормальном режиме		I _{max} , А	I _{расч} , А	I _{доп.} , А	Поток в П/А режиме		I _{п/а} , А
	Р, МВт	Q, Мвар				Р, МВт	Q, Мвар	
ЗГЭС-Агорта	326,7	265,5	243,34	255,51	2070	326,7	265,5	486,68
Агорта-Амурская	233,2	178	169,58	178,06	2070	233,2	178	339,16

Агорта-Сковородино	190,4	150,5	280,58	294,60	2070	298,9	148,2	385,69
ЗГЭС-Агорта	326,7	265,5	243,34	255,51	2070	326,7	265,5	486,68
ЗГЭС-ПП	108,2	22	290,10	304,61	825	309,8	104,8	859,29
ПП-Сковородино	116,9	50,3	334,37	351,09	710	245,4	55,5	661,06
ПП-Тында	11,5	13,3	46,20	48,51	710	105,9	43,9	301,21
Магдагачи-Талдан	109,5	4,5	287,95	302,34	686	161,8	2,8	425,18
Магдагачи-Гонжа	58,3	6,8	154,22	161,93	610	140,3	3,5	368,74
Гонжа-Талдан	26,4	9	73,28	76,95	610	107,4	13,4	284,37
Тадан-Сковородино	60,2	11,3	160,93	168,98	801	99,4	15,5	264,32
Талдан-Ульручы	44,9	6,5	119,20	125,16	686	92,8	14	246,58
Ульручы-Сковородино	14,8	15,3	55,93	58,73	686	61,9	25,5	175,90
Сковородино-Сковородино/т№1,2	11,3	5,6	16,57	17,40	686	11,3	5,6	33,14
Сковородино-Тында№1,2	60,1	20,5	83,42	87,59	801	60,1	20,5	166,84
Сковородино-Уруша	72,3	8,9	191,40	200,97	710	161,7	20,1	428,13
Сковородино-БАМ	84,7	9,7	224,00	235,20	801	160,4	16,5	423,66
БАМ-Большая Омутная	54,8	22,5	155,65	163,43	801	107,9	30,7	294,75
Уруша-Сгибеево	51,3	15	140,43	147,45	710	106,8	30,8	292,05

Стибеево-Ерофей Павлович	35,2	32,8	126,41	132,73	710	90,3	38,8	258,23
Большая Омутная-Ерофей Павлович	33,6	21,2	104,39	109,60	801	68,5	36	203,32
ЗГЭС-Агорта	326,7	265,5	243,34	255,51	2070	326,7	265,5	486,68
ЗГЭС-Призейская	66,8	2,1	175,60	184,38	801	219,5	37,2	584,94

Таблица 20 – Выбранные сечения ЛЭП

ВЛ	Марка провода
ЗГЭС-Агорта	3хАС300/66
Агорта-Амурская	
Агорта-Сковородино	
ЗГЭС-Сковородино	3хАС300/66
ЗГЭС-ПП	АС 400/51
ПП-Сковородино	АС 300/39
ПП-Тында	
Магдагачи-Талдан	
Магдагачи-Гонжа	Провод не требует замены
Гонжа-Талдан	
Тадан-Сковородино	
Талдан-Ульручы	
Ульручы-Сковородино	
Сковородино-Сковородино/т№1,2	
Сковородино-Тында№1,2	
Сковородино-Уруша	
Сковородино-БАМ	

БАМ-Большая Омутная	Провод не требует замены
Уруша-Сгибеево	АС 300/39
Сгибеево-Ерофей Павлович	
Большая Омутная-Ерофей Павлович	Провод не требует замены
ЗГЭС-Магдагачи	
ЗГЭС-Призейская	

В таблицах 19,20 зеленым цветом отмечены ЛЭП напряжением 220 кВ, красным 500 кВ.

3.4 Выбор числа и мощности силовых (авто-) трансформаторов

При выборе трансформаторов на подстанциях необходимо чтобы выбранная мощность трансформатора обеспечивала передачу электрической энергии потребителям, которые подключены к ней. Также необходимо учитывать категорию надежности потребителей, для бесперебойной передачи электрической энергии при выходе из строя (ремонте) одного из трансформаторов на ПС.

Для выбора трансформатора используется средняя активная мощность и не скомпенсированная реактивная мощность, но в данной работе рассматриваются сети 110 кВ и выше, поэтому воспользуемся средней реактивной мощностью.

Трансформаторы будем выбирать по спрогнозированной мощности. Расчетная мощность (авто-) трансформатора:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{cpi}^2 + Q_{cpi}^2}}{n_{mp} \cdot K_3}; \quad (20)$$

где P_{cp} – спрогнозированная значение средней активной мощности в зимний период максимальных нагрузок;

Q_{cp} – спрогнозированная значение средней реактивной мощности в зимний период максимальных нагрузок;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора (принимается равным 0,7 для трансформаторов, 0,6 для автотрансформаторов);

$n_{тр}$ – число установленных трансформаторов на подстанции, для потребителей 1 категории устанавливаются два трансформатора.

Затем по полученной расчетной мощности выбирается номинальная мощность трансформатора из стандартного ряда выпускаемых (авто-) трансформаторов.

Выбранный трансформатор обязательно проверяется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы:

$$K_{zi}^{норм} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{срi}^2}}{n_{тр} \cdot S_{ном.тр}}; \quad (21)$$

$$K_3^{П/АВ} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{ср}^2}}{(n-1) \cdot S_{Тном}}; \quad (22)$$

где $S_{ном.тр}$ – номинальная мощность трансформатора.

Полученное значение коэффициента загрузки в нормальном режиме должно находиться в пределах от 0,5 до 0,7, в послеаварийном не должно превышать 1,4.

Пример покажем на примере выбора АТ 500 кВ на ПС Сквородино, для определения мощности этих АТ возьмем поток мощности в конце подходящей линии.

$$S_{PCкв500кВ} = \frac{\sqrt{189^2 + 121^2}}{2 \cdot 0,6} = 187 \text{ МВт}$$

Ближайшая мощность из стандартного ряда 167 МВт, 3хАОТДЦТН – 167000/500/220, так как АТ однофазный, то суммарная мощность получается 501 МВт. Проверим выбранный АТ по коэффициентам загрузки.

$$K_{зСкв500кВ}^{норм} = \frac{\sqrt{189^2 + 121^2}}{2 \cdot 501} = 0,22$$

$$K_{зСкв500кВ}^{П/А} = \frac{\sqrt{189^2 + 121^2}}{(2-1) \cdot 501} = 0,44$$

Коэффициент загрузки в нормальном режиме намного меньше допустимого диапазона, так как выбранная мощность является минимальной из стандартного ряда, то считаем, что АТ выбран верно. Аналогично выберем трансформаторы на ПС 220 кВ Сгибеево/г.

Так как исходя из вариантов реконструкции установка новых АТ или СТ больше не требуется, то по аналогичным формулам проверяем установленные (авто-) трансформаторы в сети. Расчет произведен автоматически с помощью Microsoft Excel и сведен в таблицу 21.

Таблица 21 – Марка выбранных (авто-) трансформаторов

Название ПС	S _i , МВт	S _{ном} , МВт	K _{зi} ^{норм}	K _{зi} ^{П/А}	Марка
РУ 500 кВ ПС Сковородино	187	501	0,22	0,44	2х(3хАОТДЦТН – 167000/500/220)
РУ 220 кВ ПС Сковородино	80,87	125,00	0,4	0,65	2хАТДЦТН – 125000/220/110
Магдагачи	22,48	40	0,391	0,66	Не требуют замены

Гонжа/т	19,11	40	0,33	0,56	Продолжение таблицы 21
Талдан/т	23,86	40	0,42	0,7	
Ульручы/т	18,02	40	0,31	0,53	Не требуют замены
Сковородино/т	13,40	40	0,23	0,4	
БАМ/т	17,85	40	0,31	0,53	
Уруша/т	23,81	40	0,42	0,7	
Большая Омутна/т	18,87	40	0,3	0,56	
Ерофей Павлович/т	3,71	40	0,06	0,12	
Тында	45,50	63	0,43	0,82	
Сгибеево/т	12,42	25	0,29	0,56	ТДТНЖ-25000/220.

Коэффициенты загрузки АТ и СТ ниже допустимых значений, на существующих ПС мощность АТ (СТ) выбрана с большей перспективой нагрузки. Новый АТ для РУ 500, 220 кВ ПС Сковородино и ПС 220 кВ Сгибеево/т выбран минимальной мощностью из стандартного ряда.

3.5 Компенсация реактивной мощности

Линий 500 кВ являются источниками зарядной мощности, поэтому на них особенно необходима компенсация реактивной мощности. Для выбора компенсирующих устройств посчитаем режим максимальных нагрузок (зимний), минимальных нагрузок (зимний) и одностороннее отключение линий 500 кВ.

Определим количество и вид требуемых СКРМ методом подбора с помощью ПВК RastrWin3. Рассчитывая режим во вкладке узлы, в столбце $V_{зд}$ задаем значение напряжения в узле, который необходимо получить и пределы реактивной мощности в соответствующих столбцах. После расчета режима в столбце $Q_{г}$ расчетного узла получится требуемое значение реактивной мощности для поддержания заданного напряжения. Знак минус говорит о потреб-

лении избытка мощности, знак плюс о ее генерации. Аналогично для одностороннего отключения ЛЭП, поочередно отключая линии по концам с помощью выключателей.

После расчета режимов с использованием всех существующих в сети средств регулирования реактивной мощности, в максимальных режимах 1 и 2 варианта установка дополнительных средств компенсации не требуется.

Таблица 22 – Результаты расчета режимов для выбора КУ в минимальном и максимальном режиме

Вариант	Место установки КУ	Максимальный режим, Q_r , Мвар	Минимальный режим, Q_r , Мвар
1	ПП 500 кВ Агорта	Не требуется	-275,4
	ПС 500 кВ Сковородино		-204,5
2	РУ 500 кВ Зейской ГЭС	Не требуется	-230,8
	ПС 500 кВ Сковородино		-125,2
6	ПП 220 кВ	71,6	-108,9

Таблица 23 – Результаты расчета режимов для выбора КУ при одностороннем отключении ЛЭП

Вариант	Название ЛЭП	Одностороннее отключение	
		Начало, Q_r , Мвар	Конец, Q_r , Мвар
1	ПП 500 кВ Агорта – ПС 500 кВ Амурская №1,2	-182,6	-
	ПП 500 кВ Агорта - ПС 500 кВ Сковородино	-173,3	-217,4
2	РУ 500 кВ Зейской ГЭС – ПС 500 кВ Сковородино	-151,2	-199

Вариант №1, в минимальном режиме с использование существующих средств компенсации требуется установка на шины 500 кВ ПП Агорта одной группы однофазных ректоров 3хРОМБСМ-60000/500. В режиме одностороннего отключения линий ПП 500 кВ Агорта – ПС 500 кВ Амурская, требуется в начале каждой линии установка через дополнительный выключатель группы однофазных реакторов 3хРОДЦУ-60000/500. При одностороннем отключении линии ПП 500 кВ Агорта – ПС 500 кВ Сквородино по концам линии через дополнительные выключатели необходима установка группы однофазных реакторов 3хРОДЦУ-60000/500.

Вариант №2, в минимальном режиме при использовании установленных средств КРМ на шинах Зейской ГЭС требуется установка одной группы однофазных реакторов 3хРОДЦУ-60000/500, в режиме одностороннего отключения линии Зейская ГЭС 500 кВ – ПС 500 кВ Сквородино установка по концам линии группы однофазных реакторов 3хРОДЦУ-60000/500.

Вариант №6, в данном варианте новые линии напряжением 220 кВ обладают меньшей пропускной способностью. Для предотвращения снижения напряжения ниже допустимых значений, необходимо дополнительное СКР емкостного характера, но в режиме минимальных нагрузок при избытке реактивной мощности напряжения могут повыситься до наибольшего рабочего. Поэтому установим на проектируемом ПП 220 кВ источник реактивной мощности (ИРМ).

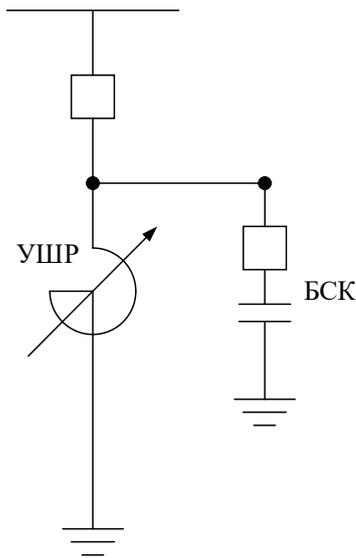


Рисунок 14 – Схема замещения ИРМ

Данное средство компенсации обладает универсальными возможностями в сравнении с другими устройствами. Он состоит из УШР и БСК, но в отличие от СТК может быть установлен и на высокий класс напряжения, не требуя при этом дополнительной установки понижающих трансформаторов. Также ИРМ может работать и в режиме потребления реактивной мощности, например, в период минимума нагрузки отключается БСК и включается УШР. Выбираем ИРМ – 220/100/100, где $Q_{\text{БСК}}=100$ Мвар $Q_{\text{УШР}}=100$ Мвар.

После выбора основного оборудования реконструкции необходимо рассчитать капиталовложения в проект, эксплуатационные издержки и по наименьшим приведенным затратам выберем лучший варианта для дальнейшего расчета ЧДД и анализа эффективности данного варианта

4 ТЕХНИКО – ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ

Задача выбора лучшего варианта развития, заключается не только в предложении технических решений проблемы, но и показать экономическую привлекательность проекта.

В технико – экономическом анализе варианты сравниваются между собой по показателям капиталовложения в проект и эксплуатационным издержкам и затем выбирается вариант с наименьшими дисконтированными затратами.

Все значения справочных величин и укрупнённые стоимостные показатели были взяты из «Справочник по проектированию электрических сетей» под редакцией Д.Л. Файбисовича [16].

4.1 Капитальные вложения

Капитальные вложения (инвестиции) (K) – это расходы, необходимые для сооружения энергетических объектов: электрических сетей, электрических станций, систем электроснабжения. Определяются по формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{ПС} + K_{Л}; \quad (23)$$

Капитальные вложения на сооружение подстанций:

$$K_{ПС} = (K_{ОТ.З.} + K_{ПОСТ} + K_{РУ} + K_{ТР} + K_{КУ}) \cdot K_{инф}; \quad (24)$$

где $K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат;

$K_{РУ}$ – затраты на сооружение РУ;

$K_{ТР}$ – затраты на покупку силовых трансформаторов;

K_{KV} – затраты на компенсирующие устройства;

$K_{OT.3.}$ – затраты на отведение земли под строительство ПС;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции равен 5,6[21].

$$K_{OT.3.} = S_{OT.3.} \cdot C_{OT.3.}; \quad (25)$$

где $C_{OT.3.}$ – цена отведения одного квадратного метра земли, равна 7 руб/м²;

$S_{OT.3.}$ – площадь земли, отводимая под ПС.

$K_{пост}$ характеризует затраты на строительство РУ, для схемы «Четырехугольник» на РУ ВН ПС 500 кВ Сковородино примем 120000 тыс. руб., для ПП 500 кВ Агорта «Полуторная» 170000 тыс.руб., для схемы ПП 220 кВ «Две рабочие системы шин» примем 52000 тыс.руб.

Для расчета $K_{РУ}$ необходимо количество выключателей умножить на их стоимость для 500 и 220 кВ, в данной работе берем стоимость элегазовых выключателей.

Капитальные вложения на сооружение линий:

$$K_{Л} = (K_{OT.3.} + K_{ЛЭП}) \cdot K_{инф}; \quad (26)$$

где $K_{OT.3.}$ – стоимость на отведение земли и вырубку просеки;

$K_{ЛЭП}$ – стоимость сооружения ВЛЭП.

$$K_{OT.3.} = l \cdot S_{OT.3.} \cdot C_{OT.3.} + Z_{ПР} \cdot l; \quad (27)$$

где S_{npoc} – площадь постоянного отвода земли на 1 км, м²;

l_{np} – длина трассы, км;

Ц – цена 1 м² (7 руб.);

$З_{np}$ – затраты на вырубку просеки.

$$K_{л\text{ЭП}} = l \cdot K_0; \quad (28)$$

где K_0 – удельные затраты на сооружение 1 км линии.

Пример расчета приведем для Варианта №6.

Затраты на отведение земли под строительство, для каждой ячейки выключателя 220 кВ $S_{от.з.} = 1600 \text{ м}^2$, для РУ «Две рабочие системы шин» $S_{от.з.} = 9000 \text{ м}^2$.

$$K_{от.з.} = (1600 \cdot 3 + 9000) \cdot 7 = 96600 \text{ тыс.руб.};$$

К постоянным затратам относится строительство РУ 220 кВ ПП $K_{пост} = 52000 \text{ тыс.руб.}$ Стоимость КУ ИРМ 220/100/100 50000 тыс.руб. Затраты на строительство трех новых ячеек выключателя $K_{py} = 37500 \text{ тыс.руб.}$ Стоимость затрат на приобретения двух АТ на напряжение 220 кВ мощностью 125 МВА 45800 тыс.руб.

Тогда затраты на строительство ПС:

$$K_{ПС} = (96600 + 52000 + 37500 + 45800 + 50000) \cdot 5,6 = 1578640 \text{ тыс.руб.}$$

Постоянная площадь отвода земли на 1 км для ЛЭП 220 кВ 80 м^2 , затраты на вырубку просеки для ЛЭП 220 кВ 110 тыс.руб. Тогда стоимость отвода земли:

$$K_{от.з} = (177 \cdot 80 \cdot 7 + 177 \cdot 110) + (112 \cdot 80 \cdot 7 + 112 \cdot 110) + (48,5 \cdot 80 \cdot 7 + 48,5 \cdot 110) = 226125 \text{ тыс.руб.}$$

Удельные затраты на строительство 1 км линии 220 кВ 1310 тыс.руб./км, суммарная длина линий 337,5 км, тогда $K_{ЛЭП} = 442125 \text{ тыс.руб.}$

Затраты на строительство ЛЭП:

$$K_{л} = (226125 + 442125) \cdot 5,6 = 3742200 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчета суммарных капиталовложений сведем в таблицу 24, аналогично рассчитаем 1 и 2 вариант. Расчет произведен автоматически с помощью программы Microsoft Excel.

Таблица 24 – Расчет капиталовложений в проект.

Номер варианта	Суммарные капиталовложения К, тыс.руб.
№1	31 876 040
№2	20 382 880
№6	5 320 840

4.2 Эксплуатационные издержки

Следующим важным технико-экономическим показателем являются ежегодные эксплуатационные расходы или издержки необходимые для эксплуатации энергетических объектов (в нашем случае электрических сетей) в течение одного года.

$$I_{\Sigma} = I_{ЭУР} + I_{АМ} + I_{\Delta W}; \quad (29)$$

где I_{AM} – ежегодные амортизационные отчисления оборудования, руб.;

$I_{ЭиР}$ – издержки на ремонт и эксплуатацию оборудования, руб.;

$I_{\Delta W}$ – затраты на передачу электроэнергии, руб.

Амортизационные отчисления – накопление средств для покупки и замены устаревшего оборудования.

$$I_{AM} = \frac{K_{ЛЭП}}{T_{ЛЭП}} + \frac{K_{ПС}}{T_{ПС}}; \quad (30)$$

где $K_{ЛЭП(ПС)}$ – капиталовложения в сооружение ЛЭП и ПС соответственно, руб.;

$T_{ЛЭП(ПС)}$ – срок службы оборудования, для ЛЭП 15 лет, для ПС 20 лет.

Эксплуатационные издержки на ремонт и эксплуатацию необходимы для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Они определяются через нормы отчислений и капитальные вложения.

$$I_{ЭиР} = \alpha_{НОВЛ} \cdot K_{ЛЭП} + \alpha_{НОПС} \cdot K_{ПС}; \quad (31)$$

где $\alpha_{нэоЛЭП}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ, принимается равным $\alpha_{нэоЛЭП} = 0,008$;

$\alpha_{нэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт ПС $\alpha_{нэоПС} = 0,049$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}; \quad (32)$$

где ΔW - потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии.

Стоимость потерь в Амурской области принимаем равным – 2 руб/кВт·ч

Суммарные потери включают потери электрической энергии в элементах сети (линии ($\Delta W_{Л}$), трансформаторы ($\Delta W_{ТР}$), компенсирующие устройства ($\Delta W_{КУ}$).

$$\Delta W = (\Delta W_{Л} + \Delta W_{ТР} + \Delta W_{КУ}) \cdot C_{потерь}; \quad (33)$$

где $C_{потерь}$ – стоимость потерь электроэнергии.

Потери в линиях:

$$\Delta W_{Л} = 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot R \cdot T_{\max}; \quad (34)$$

где I_{\max} – максимальный ток линии, А, рассчитанный в пункте 3.3 данной работы;

R – активное сопротивление линии, Ом;

T_{\max} – продолжительность использования наибольшей нагрузки, принимаем $T_{\max} = 5800$ ч.

Таблица 25 – Данные для расчета потерь в линиях

№ Варианта		R	I _{МАХ}
1	ЗГЭС – ПП Агорта	0,26	218,4
	ПП Агорта – ПС Амурская	5,345	139
	ПП Агорта – ПС Сковородино	4,57	334,3

2	ЗГЭС – ПС Сковородино	7,89	218,4
6	ЗГЭС – ПП 220 кВ	10,08	29,092
	ПП 220 кВ – ПС Тында	11,51	239,07
	ПП 220 кВ – ПС Сковородино	8,95	7,682

Потери в силовых трансформаторах:

$$\Delta W_{TP} = \left(2 \cdot \Delta P_{XX} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_K \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{ном}} \right)^2 \right) \cdot T_{max}; \quad (35)$$

где ΔP_{XX} – потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода, МВт;

ΔP_K – активные потери в меди при номинальной нагрузке;

$S_{расч}$ – расчетная мощность подстанции, МВт, рассчитана в пункте 3.4, таблица 21;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформаторов, МВт, выбранная в пункте 3.4, таблица 21.

Таблица 26 – Данные для расчета потерь в трансформаторах

Тип трансформатора	ΔP_{XX} , МВт	ΔP_K , МВт	$S_{расч}$, МВт
2х(3хАОТДЦТН – 167000/500/220)	0,125	0,325	501
2хАТДЦТН – 125000/220/110	0,065	0,305	125

Потери в КУ:

$$\Delta W_{KY} = \Delta W_{XX} \cdot T; \quad (36)$$

где ΔW_{XX} - потери XX в компенсирующем устройстве: в УШР 0,36 МВт, в ИРМ 0,006 МВт;

T - время работы КУ.

Приведем пример расчета для 6 варианта:

$$I_{AM} = \frac{3742200}{15} + \frac{1578640}{20} = 328412 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{ЭУР} = 0,008 \cdot 3742200 + 0,049 \cdot 1578640 = 107290,96 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{\Delta W} = (12395,18 + 1305,46 + 5256) \cdot 2 = 37913,28 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{\Sigma} = 107290,96 + 328412 + 37913,28 = 473616,24 \text{ тыс.руб}$$

Аналогичные расчеты проведем для 1 и 2 и результаты сведем в таблицу 27.

Таблица 27 – Результаты расчета эксплуатационных издержек

Вариант 1	Вариант 2	Вариант 6
2 853 778,53	1 764 342,6	427 656,48

4.3 Определение дисконтированных затрат

Далее проведем сравнение трех вариантов по методу минимуму дисконтированных затрат для выбора наиболее экономически привлекательного варианта для дальнейшего расчета чистого дисконтированного расчета.

$$З = \sum_{t=1}^{T_{расч}} (K_t + И_{\text{э}}) \cdot (1 + E_{Н.Д})^{1-t}; \quad (37)$$

где K_t – капитальные вложения;

$И_{\text{э}}$ – эксплуатационные годовые издержки;

$T_{расч}$ – расчетное время примем 20 лет;

$E_{Н.Д}$ – норма дисконта, принимаем равной 10 %.

Расчет произведен автоматизированным способом с помощью таблиц Microsoft Excel и приведен в приложении Б. Результаты расчета сведем в таблицу.

Таблица 28 – Расчет дисконтированных затрат

Вариант 1	Вариант 2	Вариант 6
43 622 565,06 тыс. руб	27 529 586,16 тыс. руб	6 603 244 тыс. руб

Таким образом самым экономически привлекательным вариантов будет №6, рассчитаем эффективность проекта.

4.4 Чистый дисконтированный доход

Основным показателем эффективности проекта является ЧДД. По результатам расчета ЧДД можно оценить доход от реализации проекта за указанный период.

Формула для расчета ЧДД:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_{расч}} \text{Э}_t \cdot \frac{1}{(1 + E_{Н.Д})^t}; \quad (38)$$

где Э_t – чистый поток платежей, выражается следующей формулой.

$$\mathcal{E}_t = D_t - K_t - I_t - K_{\text{д}}; \quad (39)$$

где K_t – величина капитальных вложений в год, тыс.руб;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год, тыс. руб;

D_t – суммарный доход от реализации проекта в год, тыс. руб;

$K_{\text{д}}$ – затраты на демонтаж оборудования;

$E_{\text{н.д}}$ – норма дисконта, определяется по размеру ставки рефинансирования ЦБ РФ, по состоянию на текущий год равна 10 %;

$T_{\text{РАСЧ}}$ – расчетный период, принимаем равным 20 годам.

Затраты на демонтаж оборудования определяются по следующей формуле:

$$K_{\text{дем}} = (K_{\text{ПС}} + K_{\text{ЛЭП}}) \cdot K_{\text{зон}} \cdot K_{\text{инф}}; \quad (40)$$

где $K_{\text{ПС}}$ – стоимость демонтажа оборудования на ПС;

$K_{\text{ЛЭП}}$ – стоимость демонтажа ЛЭП (в проекте не требуется демонтаж ЛЭП);

$K_{\text{зон}}$ – зональный повышающий коэффициент, для Дальнего Востока считаем равным 1,5[].

$$K_{\text{дем}} = 68,8 \cdot 1,5 \cdot 5,6 = 577,92 \text{ тыс.руб.}$$

Для выбранного варианта реконструкции доход будет измеряться по стоимости переданной по новым ЛЭП мощности в год.

$$D_{t\Sigma} = D_{t\min} \cdot D_{t\max}; \quad (41)$$

где $D_{t\min}$ - доход от передачи электрической энергии в весенне-летний период;

$D_{t\max}$ - доход от передачи электрической энергии в осенне-зимний период.

$$D_{t\max} = P_{\Sigma\max} \cdot C \cdot W_{\text{полгода}}; \quad (42)$$

$$D_{t\min} = P_{\Sigma\min} \cdot C \cdot W_{\text{полгода}}; \quad (43)$$

где C - стоимость передачи электрической энергии для Амурской области 1,9 тыс. руб/тыс.кВт*ч;

$W_{\text{полгода}}$; - продолжительность периода, для каждого принимаем 6 месяцев;

$P_{\Sigma\max}, P_{\Sigma\min}$ - переданная по линиям активная мощность за максимальный и минимальный период, МВт.

$$D_{t\max} = 204,3 \cdot 1,9 \cdot 4380 = 1700185 \text{ тыс.руб}$$

$$D_{t\min} = 66,5 \cdot 1,9 \cdot 4380 = 553413 \text{ тыс.руб}$$

Тогда суммарный доход от реализации проекта составит:

$$D_{t\Sigma} = 1700185 + 553413 = 2253598 \text{ тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход

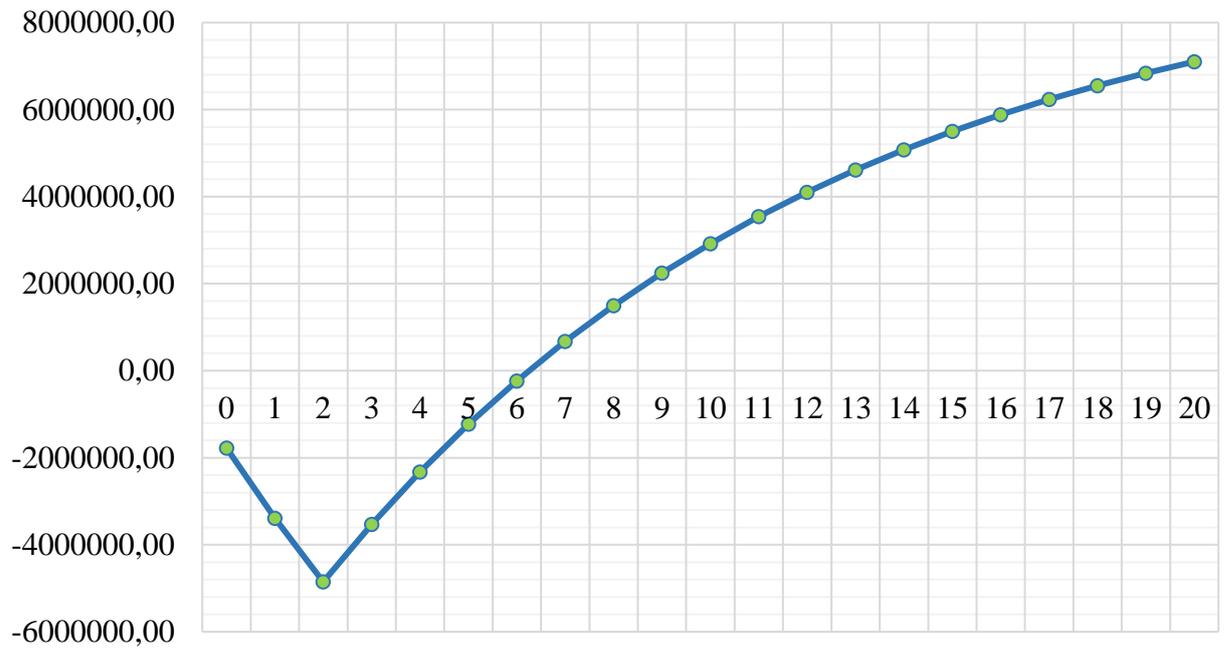


Рисунок15 – График дохода варианта сети

Из графика видно, что при внесении средств на капиталовложения в течение 3 лет, проект окупается за 6 лет и выходит на чистую прибыль.

Расчет произведен с помощью таблиц Microsoft Excel и приведен в приложении В.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В данном разделе произведен расчет трех-, двух- и однофазных ТКЗ, рассчитанные значения будут использоваться для выбора и проверки основного электротехнического оборудования на ПП 220 кВ, а также для выбора и проверки устава устройств РЗ.

Расчет проводится в ПК RastrKZ для максимального и минимального режимов [7].

5.1 Программный комплекс RastrKZ

Комплекс предназначен для расчета токов коротких замыканий 3-х, 2-ух, однофазных, двухфазных на землю, прямой, обратной и нулевой последовательности.

Для расчета необходимо создать шаблон «динамика.rst». Для задания исходных данных существует вкладка «Несимметрия», путь к ней Открыть – Несимметрия. Аналогия задания исходных данных аналогична с ПК RastrWin, для задания узлов существует вкладка «Узлы/Несим/ИД», для ветвей «Ветви/Несим/ИД» из параметров ветви достаточно задать индуктивное сопротивление прямой последовательности, для расчета КЗ необходимо задание параметров генераторного оборудования и/или эквивалентной системы «Генератор/Несим» необходимо задать индуктивное сопротивление прямой последовательности и ЭДС генератора. Параметры для расчета токов КЗ обратной и нулевой последовательности можно рассчитать, используя встроенный в программу макрос на вкладке Расчеты – выполнить – ТКЗ – MakeNonSymm или пересчитать через соответствующие коэффициенты.

Результаты расчета сведены в таблицу Открыть – Несимметрия – Состав/Несим. В столбце Тип выбирается тип КЗ, в столбце П1 номер расчетного

узла. Расчёт производится нажатием кнопки «ТКЗ» на панели управления, результаты расчета отображаются в виде суммарной величины модуля тока прямой, обратной и нулевой последовательности.

5.2 Составление схем замещения и определения параметров для расчета токов КЗ

Схема замещения для расчета токов КЗ прямой последовательности аналогична схеме замещения установившегося режима, параметры ЛЭП, (авто-) трансформаторов остаются такими же. Система, генераторы и нагрузка задается эквивалентными сопротивлениями и ЭДС.

Для упрощения расчетов схемы эквивалент для расчета ТКЗ будет включить РУ 220 кВ Зейской ГЭС, узловые ПС Тынды, Сковородино, Магдагачи и Призейская и проектируемый ПП 220 кВ. Нагрузка ПС находящихся между этими линиями разнесена на узловые ПС.

Т.к. со стороны нагрузки отсутствует подпитка, то при расчетах она не учитывается. Параметры для эквивалентной системы были взяты во время прохождения производственной практики в службе релейной защиты и автоматики с помощью ПК АРМ СРЗА.

Таблица 29 – Параметры эквивалентной схемы замещения в максимальном режиме

Участок	Максимальный режим		
	$Z_1, Ом$	$Z_0, Ом$	$E, кВ$
Зейская ГЭС	0,372+ j21,852	0,093+ j7,265	228,9
ПС Магдагачи	31,574+ j124,354	3,664+ j32,788	228,6
ПС Призейская	53,498+ j261,262	5,148+ j73,348	230,4
ПС Сковородино	-	1,901+ j24,138	-
ПС Тынды	10,694+ j66,789	4,19+ j40,103	225,6
Зейская ГЭС – ПС Магдагачи	15,074+ j58,517	170,359+ j382,178	-
Зейская ГЭС – ПС Призейская	492,738+ j1799,281	4067788,344+ j629087,688	-

ПС Магдагачи – ПС Призейская	2035,46+ j3903,823	-	-
------------------------------	-----------------------	---	---

Таблица 30 – Параметры эквивалентной схемы замещения в минимальном режиме

Участок	Минимальный режим		
	$Z_1, Ом$	$Z_0, Ом$	$E, кВ$
Зейская ГЭС	0,671+ j30,154	0,148+ j8,148	223,1
ПС Магдагачи	33,32+ j134,164	3,663+ j32,719	219,5
ПС Призейская	53,704+ j271,513	5,147+ j73,348	226,2
ПС Сковородино	-	1,901+ j24,138	-
ПС Тында	10,694+ j66,789	4,19+ j40,103	225,6
Зейская ГЭС – ПС Магдагачи	14,945+ j66,789	177,633+ j392,381	-
Зейская ГЭС – ПС Призейская	460,963+ j1670,073	441588,531+ j626208,875	-
ПС Магдагачи – ПС Призейская	1466,43+ j2942,398	-	-

Подпитка со стороны ПС 220 кВ Сковородино отсутствует, так как в данной работе не рассмотрена параллельная работа энергосистемы Забайкальского края и Амурской области.

Для расчета ТКЗ методом симметричных составляющих необходимо составить схемы замещения отдельных последовательностей всех элементов электрической сети. Схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей с рассчитанными параметрами и указанием расчётных точек КЗ в максимальном и минимальном режимах приведены в приложении Г.

5.2.1 Параметры схемы замещения прямой последовательности

В схему замещения прямой последовательности гидрогенераторы вводятся в виде сверхпереходной ЭДС и сверхпереходным сопротивлением. Ис-

ходные данные являются паспортными данными конкретного генератора и получены во время прохождения производственной практики, приведены в таблице.

Таблица 31 – исходные данные гидрогенераторов Зейской ГЭС 220 кВ

Марка генератора	$U_{НОМ}, кВ$	$P_{НОМ}, МВт$	$\cos \varphi$	$X_d'', о.е.$	$X_{*2}'', о.е.$
СВ 1130/220-44ХЛ4	15,75	225	0,85	0,22	0,244
СВ 1130/220-44ХЛ4		225	0,85	0,22	0,244

ЭДС СГ, в момент, предшествующий КЗ работающего в режиме перевозбуждения определяется по следующей формуле:

$$E_0'' = \sqrt{\left(U_0 + I_0 \cdot X_d'' \cdot \sin \varphi_0 \right)^2 + \left(I_0 \cdot X_d'' \cdot \cos \varphi_0 \right)^2}; \quad (44)$$

где U_0 - линейное напряжение на выводах СГ в нормальном режиме, кВ;

I_0 - ток статора СГ в нормальном режиме при номинальной нагрузке, кА;

X_d'' - сверхпереходное сопротивление по продольной оси, Ом.

$$I_0 = \frac{P_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_0 \cdot \cos \varphi}; \quad (45)$$

$$I_0 = \frac{225}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,85} = 9,7 \text{ кА}$$

$$E_0'' = \sqrt{(15,75 + 9,7 \cdot 0,22 \cdot 0,526)^2 + (9,7 \cdot 0,22 \cdot 0,85)^2} = 16,969 \text{ кВ}$$

5.2.2 Параметры схемы замещения обратной последовательности

Схема обратной последовательности аналогична схеме прямой последовательности, но ЭДС в ней заземляются. Все остальные схемы замещения ЛЭП, трансформаторов, АТ аналогичны параметрам схемы прямой последовательности, т.к. для данных элементов взаимоиנדукция между фазами не зависит от чередования фаз.

СГ вводятся сопротивлениями обратной последовательности которое вычисляется по следующей формуле:

$$X_{2(сд)} = X_{*2} \cdot \frac{U_H^2 \cdot \cos \varphi}{P_H}; \quad (46)$$

$$X_2 = 0,244 \cdot \frac{15,75^2 \cdot 0,85}{225} = 0,228 \text{ Ом}$$

5.2.3 Параметры схемы замещения нулевой последовательности

Схема замещения нулевой последовательности значительно отличается от схем прямой и обратной последовательности, она напрямую зависит от расположения расчетной точки КЗ и определяется соединением обмоток, участвующих в ней трансформаторов и автотрансформаторов и способом заземления нейтрали. При составлении схемы необходимо учесть, что ток нулевой последовательности по существу является однофазным током, разветвленным между тремя фазами и возвращающимся через землю и параллельным ей цепям. Циркуляция тока нулевой последовательности возможна только, если обмотка (авто-) трансформатора соединена в звезду с заземленной нейтралью.

В данной схеме, так как в нормальном режиме нейтрали трансформаторов ПС 220 кВ Сковородино, ПС 220 кВ Тында и ПС 220 кВ Призейская заземлены, то схему будет ограничена со стороны НН 35 кВ АТ и шинами 220

кВ ПС Призейская. Для того чтобы указать заземленный узел в нулевой последовательности в ПК RastrKZ необходимо на вкладке «Узлы/Несим/ИД» в столбце Тип0 выставить значение «зак».

Значения сопротивления нулевой последовательности ВЛ согласно [27] допускается определять по усредненным значениям отношений сопротивлений нулевой и прямой последовательностей ВЛ, для данного расчета он равен 3, тогда:

$$X_{0(BЛ)} = 3 \cdot X_{1(BЛ)}; \quad (47)$$

В расчетах при отсутствии фактических данных о сопротивлении нулевой последовательности трансформаторов и АТ оно может быть вычислено по следующему выражению, согласно [27]:

$$X_{0Т} = 0,9 \cdot X_{1(Т)}; \quad (48)$$

Все гидрогенераторы в схеме нулевой последовательности отключены.

В таблицу приведены параметры некоторых ветвей в схеме нулевой последовательности, остальные приведены на схеме замещения в приложении Г.

Таблица 32 – Сопротивления нулевой последовательности ветвей

Ветвь	$X_0, Ом$
ПС 220 кВ Призейская 2С-220 кВ - Призейская АТ 35 кВ 2С	242,046
ПС 220 кВ Призейская 1С-220 кВ - Призейская АТ 35 кВ 1С	242,442
ПС 220 кВ Сквородино нейт. АТ-2 - ПС 220 кВ Сквородино ОРУ 35 кВ	202,527
ПС 220 кВ Сквородино нейт. АТ-2 - ПС 220 кВ Сквородино 1С ОРУ 110 кВ	3,024
ПС 220 кВ Магдагачи 1С-220 кВ - ПС 220 кВ Призейская 1С-220 кВ	11711,469

Зейская ГЭС 2С-220 - ПС 220 кВ Призейская 1С-220 кВ	5397,843
Зейская ГЭС 2С-220 - ПС 220 кВ Магдагачи 1С-220 кВ	175,551
ПС 220 кВ Сквородино 2С-220 кВ - ПС 220 кВ Магдагачи 1С-220 кВ	147,367
Зейская ГЭС 2С-220 - ПС 220 кВ Призейская 1С-220 кВ	236,55
ПП 220 кВ - ПС 220 кВ Сквородино 1С-220 кВ	191,2896
Зейская ГЭС 1С-220 - ПП 220 кВ	167,526

5.3 Расчет токов короткого замыкания

В максимальном режиме требуется рассчитать ударные ТКЗ и апериодические составляющие ТКЗ в начальный момент времени, необходимые для выбора и проверки основного электротехнического оборудования. Ударные и апериодические токи определяются по наибольшему из ТКЗ. Требуется выбрать оборудование на проектируемом ПП 220 кВ, поэтому необходимо рассчитать ТКЗ на шинах ПП – узел 20. Также необходимо выбрать и проверить оборудование на реконструируемых ПС Сквородино и Тында – узел 57 и 70. При расчете комплексов РЗ необходимо рассчитать ТКЗ на шинах Зейской ГЭС – узел 11.

5.3.1 Расчет токов короткого замыкания в максимальном режиме

Модуль полного ТКЗ определяется по следующей формуле:

$$I_{K(i)} = m \cdot I_{KAI}; \quad (49)$$

где $I_{(KAI)}$ – составляющая тока прямой последовательности;

m – коэффициент зависящий от вида КЗ, при трехфазном КЗ равен 1, при двухфазном равен $\sqrt{3}$, при однофазном равен 3.

Таблица 33 – Токи короткого замыкания в максимальном режиме

Точка КЗ		$I_{(K1)}, \text{кА}$	$I_{(K2)}, \text{кА}$	$I_{(K0)}, \text{кА}$	$I_{(K)}, \text{кА}$
К57(Сково- родино)	3-х фазное	4,7707	-	-	4,565
	2-х фазное	3,3364	-3,3364	-	6,6728
	1-но фазное	1,7041			
	2-х фазное на землю	3,5947	-2,7355	-0,8593	7,1895
К20(ПП)	3-х фазное	4,1101	-	-	3,8574
	2-х фазное	2,6635	-2,6635	-	5,327
	1-но фазное	1,2307			
	2-х фазное на землю	2,9006	-2,2271	-0,6735	5,8012
К70(Тында)	3-х фазное	4,6337	-	-	4,7469
	2-х фазное	4,5804	-4,5804	-	9,1608
	1-но фазное	2,4776			
	2-х фазное на землю	4,5811	-4,5199	-0,0613	9,1623
К11(Зей- ская ГЭС)	3-х фазное	11,8572	-	-	11,8572
	2-х фазное	11,5413	-11,5413	-	23,0826
	1-но фазное	11,2429			
	2-х фазное на землю	11,6974	-5,8373	-5,8602	23,3949

Ударный ТКЗ вычисляется для проверки оборудования на электродинамическую стойкость по следующей формуле:

$$i_{уд(i)} = \sqrt{2} \cdot I_{K(i)}^{(m)} \cdot K_{уд(i)}; \quad (50)$$

где $I_{K(i)}^{(m)}$ - действующее значение ТКЗ, взятое из таблицы 33;

$K_{уд(i)}$ - ударный коэффициент, определяемый согласно [27] по формуле х;

$$K_{уд(i)} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a.эк(i)}}}; \quad (51)$$

где $T_{a.эк(i)}$ - эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей ТКЗ, для расчетной точки КЗ. Согласно [27] определяется по формуле х;

$$T_{a.эк(i)} = \frac{X_{ЭК(i)}}{\omega_C \cdot R_{ЭК(i)}}; \quad (52)$$

где ω_C - синхронная угловая частота сети;

$X_{ЭК(i)}$ и $R_{ЭК(i)}$ - соответственно индуктивная и активная составляющие результирующего эквивалентного сопротивления расчетной схемы относительно расчетной точки КЗ;

Величина $X_{ЭК(i)}$ и $R_{ЭК(i)}$ определяется с помощью ПК RastrKZ, результат расчета $K_{уд(i)}$ представлен в таблице 34.

Таблица 34 – Результат расчета постоянной времени для расчетных точек КЗ

Точка КЗ	$X_{ЭК}, Ом$	$R_{ЭК}, Ом$	$T_{a.эк}, с$	$K_{уд}$
57	24,121	1,131	0,068	1,86
20	28,992	1,083	0,085	1,89
70	25,915	1,896	0,0435	1,79

Таким образом, ударный ток для точки 20,57 и 70 равен:

$$i_{y\partial(57)} = \sqrt{2} \cdot 4,7707 \cdot 1,86 = 12,549 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial(20)} = \sqrt{2} \cdot 4,1101 \cdot 1,89 = 10,98 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial(70)} = \sqrt{2} \cdot 4,6337 \cdot 1,79 = 11,73 \text{ кА}$$

Для проверки на возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания, необходимо рассчитать апериодическую составляющую тока КЗ. Наибольшее начальное значение, согласно [27] в общем случае следует принимать равным амплитуде периодической составляющей тока в начальный момент КЗ и определять по следующей формуле:

$$i_{a(i)} = \sqrt{2} \cdot I_{K(i)}^{(m)}; \quad (53)$$

Для точек 20, 57 и 70 будет равна:

$$i_{a(57)} = \sqrt{2} \cdot 4,7707 = 6,747 \text{ кА}$$

$$i_{a(20)} = \sqrt{2} \cdot 4,1101 = 5,81 \text{ кА}$$

$$i_{a(70)} = \sqrt{2} \cdot 4,6337 = 6,553 \text{ кА}$$

5.3.2 Расчет токов короткого замыкания в минимальном режиме

Минимальный режим характеризуется меньшей нагрузкой и соответственно генерацией мощности. Данные для расчета ТКЗ аналогичны максимальному режиму, исходные данные эквивалентных сопротивлений приведены в таблице 30.

Расчет токов КЗ в минимально режиме необходим для проверки чувствительности устройств РЗ. Результат расчета представлен в таблице 35.

Таблица 35 – Токи короткого замыкания в минимальном режиме

Точка КЗ		$I_{(KA1)}, кА$	$I_{(KA2)}, кА$	$I_{(KA0)}, кА$	$I_{(K)}, кА$
К57(Сково- родино)	3-х фазное	4,5626	-	-	4,5626
	2-х фазное	3,2197	-3,2197	-	6,4394
	1-но фазное	1,6760			
	2-х фазное на землю	3,4669	-2,6269	-0,84	6,9338
К20(ПП)	3-х фазное	3,9403	-	-	3,9403
	2-х фазное	2,5779	-2,5779	-	5,1558
	1-но фазное	1,2031			
	2-х фазное на землю	2,2031	-2,1518	-0,6513	5,0062
К70(Тында)	3-х фазное	4,4913	-	-	4,4913
	2-х фазное	4,4408	-4,4408	-	8,8816
	1-но фазное	2,4225			
	2-х фазное на землю	4,4415	-4,3822	-0,0594	8,8831
К11(Зей- ская ГЭС)	3-х фазное	10,0017	-	-	10,0017
	2-х фазное	9,7727	-9,7727	-	19,5454
	1-но фазное	7,2575			
	2-х фазное на землю	9,7866	-9,1799	-0,6067	19,5732

6 ВЫБОР ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ УСТАНОВЛЕННОГО НА ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЬНОМ ПУНКТЕ

В данном разделе произведен выбор электротехнического оборудования, установленного на ПП. В данном разделе приведен выбор следующего оборудования:

- Выключатели (секционные, линейные);
- Разъединители (секционные, ремонтные, линейные, шинные);
- Трансформаторы напряжения;
- Выносные трансформаторы тока;
- Ошиновки;
- Опорные изоляторы;
- Аккумуляторные батареи.

План и разрез ПС с подробным расположением выбранного оборудования и способа подключения изображен на листе 4.

6.1 Разработка однолинейной схемы переключательного пункта

При проектировании ПП или же ПС должно обеспечиваться:

- Надежное и качественное электроснабжение потребителей;
- Требуемое качество электрической энергии;
- Внедрение инновационных проектных решений;
- Соблюдение требований безопасности персонала и экологическая безопасность окружающей среды.

ПП 220 кВ спроектирован по схеме «Две рабочие системы шин». Схема включает один секционный выключатель, три линейных выключателя для одной подходящей линии и двух отходящих. Также на ПП установлено устройство КРМ и подключено через отдельный выключатель.

6.2 Выбор и проверка выключателей

Для установки выключателя 220 кВ выбираем элегазовый *GL-314 У1*, тип исполнения однополюсный, с пружинным приводом типа FK3-1550 изготовитель AREVA. Номинальный ток до 4000 А.

Проверку выключателей производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по длительному току, по отключающей способности, по термической и электродинамической устойчивости.

В качестве примера приведем выбор секционного выключателя, максимально допустимый ток которого 825 А.

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (54)$$

$220 \leq 220 \text{ кВ}$ – условие выполняется.

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{max} \leq I_{ном}; \quad (55)$$

$825 \leq 4000 \text{ А}$ – условие выполняется.

Проверку по отключающему току производят по следующему условию:

$$I_{пт} \approx I_{по} \leq I_{откл.ном}; \quad (56)$$

$4,1101 \leq 63 \text{ кА}$ – условие выполняется.

Проверку поключаемому току производят по следующему условию:

$$I_{по} \leq I_{вкл.ном}; \quad (57)$$

$4,1101 \leq 63 \text{ кА}$ – условие выполняется.

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{уд} \leq I_{д.с.}; \quad (58)$$

$10,98 \leq 157,5 \text{ кА}$ – условие выполняется.

Проверку по термической устойчивости выключателя производят по следующей формуле:

$$B_K = I_{п0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a); \quad (59)$$

где $t_{откл}$ - время отключения выключателя с учетом ступни селективности (примем 0,3 с).

$$B_{к20} = 4,1101^2 \cdot (0,34 + 0,085) = 7,18 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

$$B_{К.ном} = I_{Т.С.}^2 \cdot t_{Т.С.}; \quad (60)$$

$$B_{К.ном} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_K \leq B_{К.ном}; \quad (61)$$

$7,18 \leq 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ – условие выполняется.

Проверку на возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания производят по следующим формулам:

$$i_{aНОМ} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{НОМ}}{100} \cdot I_{откл.НОМ}; \quad (62)$$

где $\beta_{НОМ}$ – нормированное процентное содержание аperiodической составляющей тока короткого замыкания, %.

$$i_{aНОМ} = \sqrt{2} \cdot \frac{46}{100} \cdot 63 = 40,98 \text{ кА}$$

Аperiodическая составляющая к моменту отключения равна:

$$i_{a\tau} = i_{a0} \cdot e^{\left(-\frac{t}{T_a}\right)}; \quad (63)$$

$$i_{a\tau 20} = 5,81 \cdot e^{\left(-\frac{0,04}{0,085}\right)} = 3,63 \text{ кА}$$

$$i_{a\tau} \leq i_{aНОМ}; \quad (64)$$

$3,63 \leq 40,98 \text{ кА}$ – условие выполняется.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 36.

Таблица 36 – Сравнение данных выключателя **GL-314** с расчетными

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 4000 \text{ А}$	$I_{max} = 825 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{НОМ}$
$I_{откл} = 63 \text{ кА}$	$I_{по20} = 4,1101 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{отклНОМ}$
$I_{вкл} = 63 \text{ кА}$	$I_{пт20} = 4,1101 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{д.с.} = 157,5 \text{ кА}$	$i_{уд20} = 10,98 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{д.с.}$

$W_{K,НОМ} = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{K20} = 7,18 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K \leq W_{K,НОМ}$
$i_{aНОМ} = 40,98 \text{ кА}$	$i_{at20} = 3,74 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{aНОМ}$

Аналогично выберем линейные выключатели, выключатели БСК и УШР, максимальные токи которых равны $I_{\max УШР, БСК} = 276,25 \text{ А}$, $I_{\max ВЛ_ПП-СКВ} = 710 \text{ А}$, $I_{\max ВЛ_ПП-Тында} = 710 \text{ А}$, $I_{\max ВЛ_ЗГЭС-ПП} = 825 \text{ А}$. Так как остальные параметры сохраняются, необходимо провести проверку по длительному току $I_{\max} \leq I_{НОМ}$.

Выбранные выключатели удовлетворяют всем условиям и могут быть приняты к установке.

6.3 Выбор и проверка разъединителей

Проверку разъединителей производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по длительному току, по термической и электродинамической устойчивости.

На стороне 220 кВ ПП выберем разъединители марки ***РДЗ.2–220/1000 НУХЛ1***, разъединители данного типа на напряжение 220 кВ используются с двигательным приводом типа ПДГ-5, изготовитель ЗАО «Завод электротехнического оборудования».

Выбор покажем на примере секционных разъединителей.

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}; \quad (65)$$

$220 \leq 220 \text{ кВ}$ – условие выполняется.

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{НОМ}; \quad (66)$$

$825 \leq 1000 \text{ A}$ – условие выполняется.

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{уд} \leq I_{д.с.}; \quad (67)$$

$10,98 \leq 63 \text{ кА}$ – условие выполняется.

Проверку по термической устойчивости разъединителя производят по следующей формуле:

$$B_{к.ном} = I_{Т.С.}^2 \cdot t_{Т.С.}; \quad (68)$$

$$B_{к.ном} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к.ном} = 25^2 \cdot 1 = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к} \leq B_{к.ном}; \quad (69)$$

$7,18 \leq 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ и $7,18 \leq 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ – условие выполняется.

Таблица 37 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$I_{мах} = 825 \text{ А}$	$I_{мах} \leq I_{НОМ}$
$I_{д.с.} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд20} = 10,98 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{д.с.}$
Главные ножи		
$B_{к.ном} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к20} = 7,18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq B_{к.ном}$
Заземляющие ножи		

$V_{K,ном} = 625 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{K20} = 7,18 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq V_{K,ном}$
--	---------------------------------------	----------------------

Аналогично выберем линейные разъединители, разъединители БСК и УШР, максимальные токи которых равны $I_{\max УШР,БСК}=276,25 \text{ А}$, $I_{\max ВЛ_ПП-СКВ}=710 \text{ А}$, $I_{\max ВЛ_ПП-Тында}=710 \text{ А}$, $I_{\max ВЛ_ЗГЭС-ПП}=825 \text{ А}$. Так как остальные параметры сохраняются, необходимо провести проверку по длительному току $I_{\max} \leq I_{ном}$.

Выбранный разъединитель удовлетворяет всем условиям и принят к установке.

На линейных ячейках выключателя ПП 220 кВ установлен разъединитель с одним заземляющим ножом марки *РДЗ.1–220/1000 НУХЛ1* его параметры аналогичны разъединителю с двумя заземляющими ножами.

Также выберем заземлитель марки *ЗР-220-40 УХЛ1* производства ЗАО «Завод электротехнического оборудования» с ручным приводомом ПРГ-01-БУХЛ1. Выбор аналогичен выбору разъединителя, расчетные и каталожные данные сведем в таблицу 38.

Таблица 38 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{\max} = 825 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{ном}$
$I_{д.с.} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд20} = 10,98 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{д.с.}$
$V_{K,ном} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{K20} = 7,18 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq V_{K,ном}$

6.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

Перед выбором трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5

мм² для медных и 4 мм² для алюминиевых. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета.

В качестве приборов учета примем iEM3000 производства PowerLogic, пофазная нагрузка приборов учета приведена в таблице 39.

Таблица 39 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока на стороне 220 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
Амперметр	iEM3000	0,015	0,015	0,015
Ваттметр				
Варметр				
Счетчики АЭ и РЭ				
ИТОГО		0,015	0,015	0,015

Выберем марку трансформатора тока **ТОГФ–220–I–0,5/10р–500–1000–2000/5** выносной ТТ с возможностью переключения тока на первичной обмотке, производитель ЗАО «Завод электротехнического оборудования». Проверяется по допустимой нагрузке вторичных обмоток, по длительно допустимому току первичной обмотки, по термической стойкости и по напряжению установки.

Мощность вторичных обмоток при классе точности 0,5 (для цепей измерения) равна, $S_{2НОМ} = 30 \text{ ВА}$.

Выбор покажем на примере ТТ секционного выключателя.

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}; \tag{70}$$

$220 \leq 220 \text{ кВ}$ – условие выполняется;

Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{НОМ}; \quad (71)$$

$825 \leq 1000 \text{ А}$ – условие выполняется.

Проверку на электродинамическую стойкость производят по следующему условию:

$$i_{уд} \leq I_{д.с.}; \quad (72)$$

$10,98 \leq 80 \text{ кА}$ – условие выполняется.

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\text{ДОП}} \geq \sum Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_{К}; \quad (73)$$

Индуктивным сопротивлением можно пренебречь ввиду его малых значений, считая, что полное сопротивление равно активному.

Допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока:

$$Z_{2\text{ДОП}} = R_{2\text{НОМ}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}^2}; \quad (74)$$

$$R_{2\text{ДОП}} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

Суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$\Sigma Z_{ПРИБ} = \Sigma R_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_2^2}; \quad (75)$$

$$\Sigma R_{ПРИБ} = \frac{0,015}{5^2} = 0,0006 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,1 \text{ Ом}$

Таким образом приближенное сопротивление провода будет равно:

$$r_{ПР} = R_{2ДОП} - \Sigma R_{ПРИБ} - R_K; \quad (76)$$

$$r_{ПР} = 1,2 - 0,0006 - 0,1 = 1,099 \text{ Ом}$$

Определяем допустимое сечение провода:

$$S_{ДОП} = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}}; \quad (77)$$

где l – длина соединительных проводов для 220 кВ принимается: $l = 90$ м.

ρ – удельное сопротивление материала провода, для алюминия $0,0283 \text{ мм}^2/\text{м}$;

$$S_{ДОП} = \frac{0,0283 \cdot 90}{1,099} = 2,32 \text{ мм}^2$$

Выберем кабель марки АКРНГ 4–х жильный с сечением 4 мм^2 .

Определяем действительное сопротивление провода:

$$R_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S}; \quad (78)$$

$$R_{np} = \frac{0,0283 \cdot 90}{4} = 0,636 \text{ Ом}$$

Определяем полное сопротивление вторичной цепи трансформатора тока:

$$R_{НАГР} = Z_2 = \Sigma R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K; \quad (79)$$

$$R_{НАГР} = Z_2 = 0,0006 + 0,636 + 0,1 = 0,7366 \text{ Ом}$$

$$Z_{2,ДОП} \geq Z_2; \quad (80)$$

$1,2 \geq 0,7366 \text{ Ом}$ – условие выполняется.

$$B_{K,НОМ} = I_{T.C.}^2 \cdot t_{T.C.}; \quad (81)$$

$$B_{K,НОМ} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_K \leq B_{K,НОМ}; \quad (82)$$

$7,18 \leq 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ – условие выполняется.

Результаты расчета сводятся в таблицу 40.

Таблица 40 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд20} = 10,98 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{Д.С.}$
$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$I_{\max} = 825 \text{ А}$	$I_{\max} \leq I_{НОМ}$
$Z_{НОМ} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,7366 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$
$V_{КНОМ} = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{К20} = 7,18 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{К} \leq V_{КНОМ}$

Аналогично выберем ТТ линейных выключателей, выключателей БСК и УШР, максимальные токи которых равны $I_{\max УШР, БСК} = 276,25 \text{ А}$, $I_{\max ВЛ_ПП-Скв} = 710 \text{ А}$, $I_{\max ВЛ_ПП-Тында} = 710 \text{ А}$, $I_{\max ВЛ_ЗГЭС-ПП} = 825 \text{ А}$. Номинальный ток первичной обмотки ТТ на линейных выключателя 1000А, для УШР, БСК 500 А. Токи термической и электродинамической стойкости равны соответственно 25 А и 64 А. Перепроверим оборудования по измененным параметрам по длительному току $I_{\max} \leq I_{НОМ}$, по термической стойкости.

Выбранные трансформаторы тока удовлетворяют всем условиям и могут быть приняты к установке $V_{К} \leq V_{КНОМ}$ и электродинамической устойчивости $i_{уд} \leq I_{Д.С.}$.

6.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Выберем трансформаторы напряжения на стороне 220 кВ ПП. Вторичная нагрузка трансформаторов на стороне НН представлена в таблице 40. Трансформаторы напряжения проверяются по напряжению установки и допустимой нагрузке вторичных цепей.

Выберем емкостной трансформатор напряжения **ETH-220 УХЛ1** изготовитель «Усть-Каменогорский конденсаторный завод» с классом точности 0,5.

Нагрузку на один трансформатор напряжения будем рассчитывать из условия, что все приборы подключены к нему т.к. один ТН может быть выведен в ремонт.

Таблица 41 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 220 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов для всех присоеди- нений	Мощность, ВА	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	iEM3000	2	3,6	122,4
Ваттметр	iEM3000	8		122,4
Варметр		8		
Счетчик АЭ и РЭ		16		

Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (83)$$

$220 \leq 220 \text{ кВ}$ – условие выполняется;

Проверку на допустимую мощность нагрузки вторичных обмоток производят по следующему условию:

$$S_{приб} \leq S_{ном}; \quad (84)$$

$122,4 \leq 200 \text{ ВА}$ – условие выполняется.

Результаты расчета сводятся в таблицу 42.

Таблица 42 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{приб} = 122,4 \text{ ВА}$	$S_{ном} \geq S_{приб}$

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

6.6 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН

На стороне 220 кВ ПП выбираем гибкую ошиновку.

Т.к. по экономической плотности тока гибкая ошиновка не проверяется то выбираем по допустимому току. Выбираем гибкие шины АС-400/51.

$$I_{\text{доп}} = 825 \text{ А}; d = 27,8 \text{ мм};$$

Проверка шин на схлестывание можно допускается не делать, если периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА.

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}; \tag{85}$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{2,195 \cdot 10^6}}{91} = 16,28 \text{ мм}^2$$

$q_{\text{min}} < q$ – выбранное сечение подходит по термической стойкости.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}; \tag{86}$$

$$825 \leq 825 \text{ А};$$

Выбранное сечение подходит по нагреву.

Для проверки на коронный разряд определяем максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{ПР}}}}\right); \quad (87)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода равен 0,82.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{13,6}}\right) = 26,86 \text{ кВ / см}$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{НОМ}}}{r_{\text{ПР}} \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{ПР}}}}; \quad (88)$$

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{2} \cdot D; \quad (89)$$

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{2} \cdot 400 = 503,96 \text{ см}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,36 \cdot \lg \frac{503,96}{1,36}} = 22,29 \text{ кВ / см}$$

Провода не будут коронировать, если выполняется следующие условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0; \quad (90)$$

$$23,85 \leq 24,174 \text{ кВ} / \text{см}.$$

Выбранный провод удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

6.7 Выбор и проверка изоляторов

Для гибкой ошиновки выбираем подвесные изоляторы, ЛК 70/220-ГП-II УХЛ1.

Подвесные изоляторы на электродинамическую стойкость по режиму короткого замыкания и по разрушающей нагрузке не проверяются.

Для уменьшения провисания проводов установим дополнительно опорные изоляторы типа **ОСК 10-220-88-2 УХЛ1** производства НПО «ИЗОЛЯТОР»

Опорные изоляторы проверяются по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (91)$$

$$220 \leq 220 \text{ кВ} - \text{условие выполняется};$$

И по условию допустимой нагрузке:

$$F_{расч} \leq F_{доп}; \quad (92)$$

где $F_{расч}$ - сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}; \quad (93)$$

где $F_{\text{разр}}$ - разрушающая нагрузка на изгиб.

$$F_{\text{дон}} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н}$$

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила H определяется по выражению:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{\text{уд}(20)}^2}{a} l \cdot k_h \cdot 10^{-7}; \quad (94)$$

где $i_{\text{уд}(20)}$ - ударный ток на шинах ПП;

l - длина пролета между изоляторами примем 20 м;

a - расстояние между фазами для 220 кВ 3,5 м;

k_h - поправочный коэффициент на высоту шины, если она расположена на ребро:

$$k_h = \frac{H}{L_{\text{уз}}}; \quad (95)$$

$$k_h = \frac{2000}{1715} = 1,16$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{10980^2}{3,5} 20 \cdot 1,16 \cdot 10^{-7} = 138 \text{ Н}$$

$$138 \leq 10000;$$

Условие выполняется. Изолятор выбран верно.

6.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 0,4 кВ, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Так как ПП не имеет нагрузки, соответственно отсутствует понижающий трансформатор. Поэтому установка ТСН необходима от другого ближайшего источника. ПП 220 кВ находится в 2 км от ПС 35 кВ поселка Уркан, для подключения ТСН протянем КЛ напряжением 35 кВ до ПП для подключения двух ТСН 35/0,4 кВ.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд, которые приведены в таблице 43.

Таблица 43 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность, кВт			
	кВт ед	$\cos \varphi$	$P_{уст}, кВт$	$Q_{уст}, кВар$
Охлаждение УШР 220/100	15x2	0,85	30	22,5
Подогрев приводов разъединителей на стороне 220 кВ, на три полюса	21x4,8	1	100,8	—
Подогрев релейного шкафа	1x20	1	20	—
Подогрев приводов выключателей на стороне 220 кВ, на три полюса	8x3,6	1	28,8	—

Отопление, освещение, вентиляция ОПУ	50	1	50	–
Освещение ОРУ 220 кВ	1,4	1	1,4	–
Питание оперативных цепей	1,8	0,38	1,8	4,38
Итого			134,4	27,27

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

$$S_{РАСЧ} = K_c \cdot \sqrt{P_{вст}^2 + Q_{вст}^2}; \quad (96)$$

K_c – коэффициент одновременности нагрузки, принимаем равным 0,8;

$$S_{РАСЧ} = 0,8 \cdot \sqrt{232,8^2 + 27,27^2} = 187,51 \text{ кВА}$$

$$S_{ТСН} = \frac{S_{РАСЧ}}{1,4}; \quad (97)$$

$$S_{ТСН} = \frac{187,51}{1,4} = 133,93 \text{ кВА}$$

Выбираем два трансформатора ТС – **400/35 У1**, производитель компания «ЭНСОНС».

6.9 Выбор аккумуляторных батарей

Таблица 44 – Нагрузки аккумуляторной батареи

Потребитель	Нормальный режим		Аварийный режим	
	Постоянная нагрузка, А	Толчковая нагрузка, А	Постоянная нагрузка, А	Толчковая нагрузка, А
РЗА и ПА	28	–	28	–
Аварийное освещение	–	–	18	–
Система связи	–	–	23	–
В/в выключатели	–	42	–	42
Итого	28	42	69	42

Определяем число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}; \quad (98)$$

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах, кА;

$U_{ПА}$ - напряжение на элементе в режиме подзарядки, кА.

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 107 шт$$

Определяем общее число элементов:

$$n = \frac{U_{ш}}{U_A}; \quad (99)$$

$$n = \frac{230}{1,75} = 132 \text{ шт}$$

Определяем количество добавочных элементов:

$$n_{\text{доб}} = n - n_0; \quad (100)$$

$$n_{\text{доб}} = 132 - 107 = 25 \text{ шт}$$

Определяем типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{\text{ав}}}{j}; \quad (101)$$

где $I_{\text{ав}}$ - нагрузка установившегося получасового аварийного разряда,
А;

j - допустимая нагрузка аварийного разряда;

$$N = 1,05 \cdot \frac{69}{25} = 2,981$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера $N = 3$
шт.

Предварительно принимаем батарею СК – 3.

Проверим по максимальному толчковому току.

Проверку осуществляем по условию:

$$46 \cdot N \geq I_{\text{Tmax}}; \quad (102)$$

где I_{Tmax} - максимальный толчковый ток, 42 А.

$$46 \cdot 3 = 138 \geq 42 \text{ А}$$

Условие выполняется.

Проверяем отклонение напряжения при наибольшем толчковом токе:

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N}; \tag{103}$$

$$I_p = \frac{42}{3} = 14 \text{ А}$$

По кривой, изображённой на рисунке 16 определим напряжение на аккумуляторе равным 95 %.

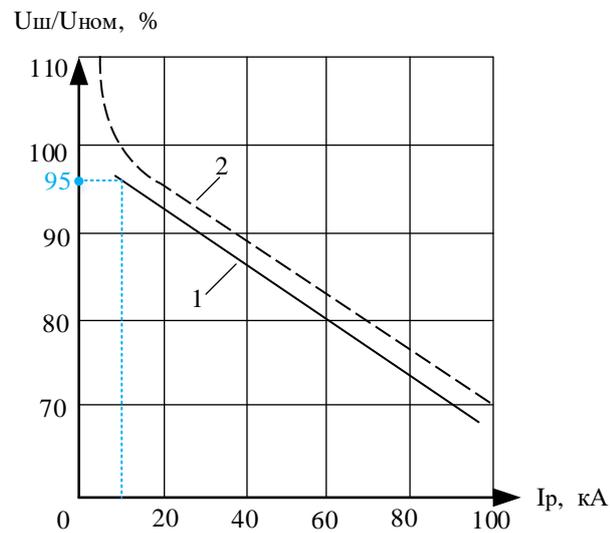


Рисунок 16 – Зависимость напряжения от тока разряда аккумулятора

Если принять потерю напряжения в соединительном кабеле – 5 %, то напряжение на приводах будет равно 90 %. Допустимое отклонение напряжения на электромагнитах включения составляет 80 – 110 %, таким образом, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение.

7 РАЗРАБОТКА МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА

Целью данного раздела является расчет контура заземления для молниезащиты, зон молниезащиты, выбор ОПН и оценка надежности молниезащиты проектируемого ПП 220 кВ. В качестве исходных данных использовалась площадь ПП 220 кВ, максимальная высота установленного оборудования, выбранного в предыдущем разделе. Расположение объектов на территории ПП со всеми размерами изображено на листе 4 графической части ВКР.

7.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет

Заземление ПП (ПС) необходимо для предотвращения возможности попадания потенциала на корпус электрооборудования. Конструкция располагается в грунте на территории защищаемого объекта и должна иметь надежный контакт с электропроводящими частями устройств и приборов с металлической конструкции.

Контур сетки заземления располагаем на расстоянии не менее 1-1,5 м от оборудования, чтобы человек при прикосновении к корпусу электротехнического оборудования не мог находиться за его пределами. Расчет заземляющего контура будет производиться с учетом рекомендаций ПУЭ.

Площадь, используемая под заземлитель, определяется по следующей формуле:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3); \quad (104)$$

где А и Б - длина и ширина территории под заземлитель, м, измеряется согласно плана ПП изображенного на листе 4 графической части.

$$S = (123 + 3) \cdot (114 + 3) = 14742 \text{ м}^2$$

Конструктивно контур заземления будет представлять собой сетку, состоящую из горизонтальных проводников, в узлах которой находятся вертикальные заземлители. Горизонтальные заземлители укладываются в траншеи глубиной 0,6-0,7 м от уровня планировочной отметки земли. В качестве горизонтальных и вертикальных заземлителей принимаем проводники круглого сечения диаметром $d = 12$ мм.

Определим сечение проводников:

$$F_{II} = \pi \cdot R^2; \quad (105)$$

$$F_{II} = \pi \cdot 6^2 = 113 \text{ мм}^2$$

Выполним проверку на термическую стойкость по следующей формуле:

$$F_{TEP} = \sqrt{\frac{I_K^{(1)2} \cdot T}{400 \cdot \beta}}; \quad (106)$$

где $I_K^{(1)}$ - наибольший ток однофазного КЗ на шинах ПП из раздела 5 таблица 33;

T - время срабатывания РЗ не более 100 мс;

β - коэффициент термической стойкости, для стали равен 21.

$$F_{TEP} = \sqrt{\frac{3692,1^2 \cdot 0,1}{400 \cdot 21}} = 12,74 \text{ мм}^2$$

Выполним проверку сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}); \quad (107)$$

$$S_{CP} = a_K \cdot \ln^3 T + b_K \cdot \ln^2 T + c_K \cdot \ln T + \alpha_K; \quad (108)$$

где a_K, b_K, c_K, α_K - справочные коэффициенты, зависящие от типа грунта, который указан в разделе 1, пункт 1.2. Данные коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,0092 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,784$$

$$F_{КОР} = \pi \cdot 0,784 \cdot (12 + 0,784) = 31,47 \text{ мм}^2$$

Сечение проводников должно удовлетворять следующему условию:

$$F_{\Pi} \geq F_{ТЕР} + F_{КОР}; \quad (109)$$

$$113 \geq 12,74 + 31,47 = 44,21 \text{ мм}^2$$

Условие выполняется, следовательно, выбранный диаметр подходит.

Найдем длину горизонтальных электродов:

$$L = C \cdot c + B \cdot b; \quad (110)$$

где C – количество полос по ширине ОРУ С;

b – количество полос по длине ОРУ В.

$$c = \frac{C}{k}; \quad (111)$$

$$e = \frac{B}{k}; \quad (112)$$

где k – расстояние между полосами по вертикали и горизонтали, принимаем 9 м.

$$c = \frac{123}{9} = 13,7$$

$$e = \frac{114}{9} = 12,7$$

Тогда длина горизонтальных электродов будет равна:

$$L = 123 \cdot 13,6 + 114 \cdot 12,7 = 3120,6 \text{ м};$$

Определим количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{e \cdot \sqrt{S}}{c}; \quad (113)$$

$$n_B = \frac{12,7 \cdot \sqrt{14742}}{13,7} = 112,6$$

Принимаем $n_B = 113$;

В данной работе принимаем двухслойный грунт тип которого указан в разделе 1, пункт 1,2. Пересчитаем эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{h_{23}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}}; \quad (114)$$

Где $h_{гз}$ – глубина заложение заземлителя, м;

ρ_1, h_1 – удельное сопротивление и толщина верхнего слоя грунта;

ρ_2, h_2 – удельное сопротивление и толщина нижнего слоя грунта;

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{5,7}{\frac{8}{100} + \frac{7}{50}} = 26 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{ЭКВ}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right); \quad (115)$$

где l_B - длина вертикального электрода, принимаем равной 5 м.

Коэффициент A зависит от соотношения длины вертикальных электродов l_B и \sqrt{S} :

$$A = \frac{l_B}{\sqrt{S}}; \quad (116)$$

$$A = \frac{5}{\sqrt{14742}} = 0,0411$$

Примем согласно [4] $A = 0,4$.

$$R = 26 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{14742}} + \frac{1}{3120,6 + 113 \cdot 5} \right) = 0,1 \text{ Ом}$$

Определим импульсный коэффициент заземления, по следующей формуле:

$$a_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{ЭКВ} + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (117)$$

Где I_M - ток молнии, кА. Принимаем равным 40 кА для равнин [Савина Проценко].

$$a_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{14742}}{(26 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 2,5$$

Определим импульсное сопротивление грунтов, которое должно соответствовать условию:

$$R_{II} = R \cdot a_{II} \leq 0,5; \quad (118)$$

$$R_{II} = 0,1 \cdot 2,5 = 0,25 \leq 0,5 \text{ Ом};$$

Условие выполняется.

7.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

ОРУ ПП должны быть защищены от прямых ударов молний стержневыми молниеотводами. На ПП установим 6 молниеотводов, 4 молниеотводов

будут установлены на прожекторных мачтах и два установлены линейных порталах.

Выполним защиту на уровне земли, линейных порталов высотой $h_{x1}=17$ м и шинных высотой $h_{x2}=11,35$ м, примем к установке 6 молниеотводов максимальной высоты:

$$h = 31,75 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами сведем в таблицу.

Таблиц 45 – Расстояние между молниеотводами

$L_{M12}, \text{ м}$	$L_{M23}, \text{ м}$	$L_{M13}, \text{ м}$	$L_{M34}, \text{ м}$	$L_{M45}, \text{ м}$	$L_{M56}, \text{ м}$	$L_{M46}, \text{ м}$	$L_{M61}, \text{ м}$
52,4	52,4	104	85,8	52,4	52,4	104	85,8

Расчет произведен согласно [3].

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h; \tag{119}$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 31,75 = 27 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h; \tag{120}$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 31,75) \cdot 31,75 = 33 \text{ м}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{1CX} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L_{M12} - h); \quad (121)$$

$$h_{1CX} = 27 - (0,17 + 0,0003 \cdot 31,75) \cdot (52,4 - 31,75) = 23,29 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне линейного портала при $h < L \leq 2h$;

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c}; \quad (122)$$

$$r_{cx} = \frac{33 \cdot (23,29 - 17)}{23,29} = 8,92 \text{ м}$$

Для данного условия радиус внутренней зоны $r_{c0} = r_0$.

Радиус внутренней зоны при условии при $2h < L \leq 4h$;

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L_{34} - 2 \cdot h)}{h} \right); \quad (123)$$

$$r_{c0} = 33 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (85,8 - 2 \cdot 31,75)1,75}{31,75} \right) = 28,36 \text{ м}$$

Радиус внутренней зоны определяется по формуле:

$$r_{Xi} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{Xi}}{h_{\text{ЭФ}}} \right); \quad (124)$$

$$r_{x1} = 33 \cdot \left(1 - \frac{17}{27}\right) = 12,22 \text{ м}$$

$$r_{x2} = 33 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{27}\right) = 19,13 \text{ м}$$

Аналогичный расчет производится и для других сочетаний молниеотводов и результат сводится в таблицу 46.

Таблица 46 – Результаты расчета молниезащиты

Пара-метр	L _{M12} , м	L _{M23} , м	L _{M13} , м	L _{M34} , м	L _{M45} , м	L _{M56} , м	L _{M46} , м	L _{M61} , м
	52,4	52,4	104	85,8	52,4	52,4	104	85,8
r_0 , м	33	33	33	33	33	33	33	33
h_{cx} , м	23,29	23,29	14,03	17,30	23,29	23,29	14,03	17,30
r_{c0} , м	33	33	24,58	28,36	33	33	24,58	28,36
r_{cx} , м	8,92	8,92	-5,21	0,49	8,92	8,92	-5,21	0,49
r_{x1} , м	12,22	12,22	12,22	12,22	12,22	12,22	12,22	12,22
r_{cx2} , м	16,92	16,92	6,30	11,35	16,92	16,92	6,30	11,35
r_{x2} , м	19,13	19,13	19,13	19,13	19,13	19,13	19,13	19,13

В зону защиты должны входить все объекты ОРУ. Зоны молниезащиты ПП изображены на листе 6 графической части.

7.3 Выбор и проверка ОПН

В данном пункте требуется выбрать ОПН на шинах ПП 220 кВ для защиты ТН от перенапряжений согласно [8].

На стороне 220 кВ ТН выбираем ограничитель перенапряжения типа **ОПН –П1– 220/172/10/2 УХЛ1**.

ОПН выбирается по следующим условиям:

Выбор по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (125)$$

$220 \leq 220 \text{ кВ}$ - условие выполняется.

Выбор по наибольшему длительно допустимому напряжению:

$$U_{н.р.д} = 1,05 \cdot \frac{U_{н.р.с.}}{\sqrt{3}}; \quad (126)$$

$$U_{н.р.д} \leq U_{н.р.ном}; \quad (127)$$

где $U_{н.р.с.}$ – наибольшее рабочее напряжение сети равно 252 кВ;

$$U_{н.р.д} = 1,05 \cdot \frac{252}{\sqrt{3}} = 153 \text{ кВ}$$

$153 \leq 163 \text{ кВ}$ - условие выполняется.

Выбор по условиям взрывобезопасности:

$$I_{в.б.} > 1,2 \cdot I_{по}; \quad (128)$$

Для выбранного ОПН взрывобезопасный ток равен 40 кА;

$$40 > 1,2 \cdot 3,6921 = 4,431 \text{ кА}$$

Условие выполняется.

Проверка ОПН по энергоемкости.

Согласно [19] удельная энергоемкость на 1 кВ наибольшего рабочего напряжения, кДж/кВ должна быть не менее 2,1. Для выбранного ОПН энергоемкость составляет 2,8 кДж/кВ. Следовательно, условие выполняется.

Выбор по временно допустимому повышению напряжения:

Максимальное значение напряжения при однофазном КЗ на шинах ОРУ:

$$U_{H.P} = 1,15 \cdot \frac{U_{H.P.C}}{\sqrt{3}}; \quad (129)$$

$$U_{H.P} = 1,15 \cdot \frac{220}{\sqrt{3}} = 146 \text{ кВ}$$

$$U_Y = 1,4 \cdot U_{H.P}; \quad (130)$$

$$U_Y = 1,4 \cdot 146 = 204,4 \text{ кВ}$$

Кратность перенапряжения равна:

$$U_{K.P.II} = \frac{U_Y}{U_{H.P.HOM}}; \quad (131)$$

$$U_{K.P.II} = \frac{204,4}{163} = 1,25$$

Допустимая кратность перенапряжений для выбранного ОПН за время 1200 с равна 1,28.

Время в течении которого выдерживается перенапряжение для выбранного ОПН, $t_{OПН} = 672 \text{ с}$;

Значение средней длительности при одностороннем отключении однофазного КЗ согласно [8], $t_Y = 4 \text{ с}$.

$$t_{\text{ОПН}} > t_y; \quad (132)$$

$$672 > 4 \text{ с};$$

Условие выполняется.

Определение защитного уровня при коммутационных перенапряжениях оборудования 110-500 кВ определяется как:

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot K_{\text{и}} \cdot K_{\text{к}} \cdot U_{\text{исп}}}{1,2}; \quad (133)$$

Где $U_{\text{исп}}$ - нормируемое одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц, согласно ГОСТ-1516.3-96 равно 325 кВ;

$K_{\text{и}}$ - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одноминутным воздействием;

$K_{\text{к}}$ - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции.

Для аппаратов согласно [8], $K_{\text{и}} = 1,1$, $K_{\text{к}} = 1$

$$U_{\text{ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 325}{1,2} = 421,3 \text{ кВ}$$

Для выбранного ОПН, $U_{\text{ост.ном}} = 414 \text{ кВ}$

$$U_{\text{ост.к.ном}} < U_{\text{ост.к}}; \quad (134)$$

$414 < 421,3$ условие выполняется.

Выбор по длине пути утечки внешней изоляции ОПН:

Согласно ГОСТ 9920 – 89 для района с третьей степенью загрязненности окружающей среды для подстанционного оборудования длина пути утечки должна быть не менее, $l_{\text{утеч.}} = 315 \text{ см}$.

Для выбранного ОПН, $l_{\text{утеч.НОМ}} = 630 \text{ см}$.

$$l_{\text{утеч.НОМ}} > l_{\text{утеч.}}; \quad (135)$$

$630 > 315$ условие выполняется. Все результаты сводятся в таблицу 47.
Таблица 47 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранного ОПН

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие
$U_{\text{УСТ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} \leq U_{\text{НОМ}};$
$U_{\text{Н.Р.Д}} = 153 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н.Р.НОМ}} = 163 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н.Р.Д}} \leq U_{\text{Н.Р.НОМ}};$
$1,2 \cdot I_{\text{П0}} = 4,431 \text{ кА}$	$I_{\text{В.Б.}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{В.Б.}} > 1,2 \cdot I_{\text{П0}};$
$W_p = 2,1 \text{ кДж / кВ}$	$W_{\text{ОПН}} = 2,8 \text{ кДж / кВ}$	$W_{\text{ОПН}} \geq W_p;$
$t = 4 \text{ с}$	$t_{\text{ОПН}} = 672 \text{ с}$	$t_{\text{ОПН}} > t;$
$U_{\text{ОСТ.К}} = 421,3 \text{ кВ}$	$U_{\text{ОСТ.НОМ}} = 414 \text{ кВ}$	$U_{\text{ОСТ.К.НОМ}} < U_{\text{ОСТ.К}};$
$l_{\text{утеч.}} = 315 \text{ см}$	$l_{\text{утеч.НОМ}} = 630 \text{ см}$	$l_{\text{утеч.НОМ}} > l_{\text{утеч.}}$

Выбранный ОПН удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

7.4 Оценка надежности молниезащиты переключательного пункта

В данном пункте произведена оценка надежности молниезащиты ПП 220 кВ. Методика расчета приведена в [12].

Надежность защиты ОРУ ПП 220 кВ от прямых ударов молнии характеризуется числом случаев перекрытия изоляции при прорывах молнии через зону защиты молниеотводов и обратных перекрытий при ударах молнии в молниеотводы. Это число может быть определено по следующей формуле:

$$N_{п.л} = p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{экв}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{ЭКВ}) \cdot (\eta_{ПР} \cdot p_a \cdot p_{ПР} + \eta_{ОП} \cdot p_{ОП}) \cdot 10^{-6}; \quad (136)$$

где a_T, b_T - длина и ширина территории ОРУ;

p_0 - плотность разрядов молнии на 1 км² земной поверхности, определяется по формуле 137;

$R_{ЭКВ}$ - эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды молнии, определяется по формуле 138;

$\eta_{ПР}, \eta_{ОП}$ - вероятность перехода импульсного перекрытия изоляции в силовую дугу, соответственно, при разрядах молнии в ОРУ, минуя молниеотводы, и при обратных перекрытиях (в расчетах принимается равной 0,9)

p_a - вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ, минуя молниеотводы, принимаем равной 0,005;

$p_{ПР}$ - доля опасных грозовых перенапряжений, возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ, минуя молниеотводы, определяется по формуле 139;

$p_{ОП}$ - вероятность обратного перекрытия, определяется по формуле 143.

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{г.ч}; \quad (137)$$

где $N_{г.ч}$ - число грозовых часов, приведен в таблице 3 раздел 1.

$$p_0 = 0,05 \cdot 50 = 2,5$$

$$R_{ЭКВ} = 5 \cdot h - \frac{2 \cdot h^2}{30}; \text{ если } h \leq 30 \text{ м}; \quad (138)$$

где h – высота сооружения, 17 м;

$$R_{ЭКВ} = 5 \cdot 17 - \frac{2 \cdot 17^2}{30} = 65,73 \text{ м}$$

$$p_{ИП} = e^{-0,04 \cdot I_{КР}}; \quad (139)$$

где $I_{КР}$ - критический ток молнии;

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ош}}; \quad (140)$$

где $Z_{ош}$ - волновое сопротивление ошиновки, вычисляется по формуле ();

$U_{50\%}$ -50 %-ное разрядное напряжение изоляции для импульсов отрицательной полярности, вычисляется по формуле 142;

$$Z_{ош} = 60 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h_{СР}}{r_{\phi}} \right); \quad (141)$$

где r_{ϕ} - радиус фазы, для АС 400/51 равен 0,01375 м;

$h_{СР}$ - высота подвески шин, равна высоте шинного портала (9,34 м);

$$Z_{ош} = 60 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 9,34}{0,01375} \right) = 432,85 \text{ Ом}$$

$$U_{50\%} = U_{50\%}^- \cdot \left(0,92 - 0,012 \cdot l_{ИЗ}^{(0,74-0,06 \cdot l_{ИЗ}) \cdot (l_{ИЗ}-3)} \right) \quad (142)$$

где $U_{50\%}^-$ - 50 %-ное разрядное напряжение для стандартного импульса отрицательной полярности. Определяется по [12], принимаем равным 539 кВ;

$l_{ИЗ}$ - длина разрядного пути по гирлянде изоляторов, для выбранного изолятора равна 5,25 м;

$$U_{50\%} = 539 \cdot \left(0,92 - 0,012 \cdot 5,25^{(0,74-0,06 \cdot 5,25) \cdot (5,25-3)} \right) = 463,94 \text{ кВ};$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 463,94}{432,85} = 2,14 \text{ кА}$$

$$p_{ПП} = e^{-0,04 \cdot 2,14} = 0,92;$$

$$p_{ОП} = e^{-0,04 \cdot \frac{U_{50\%} - 50 \cdot l_{ИЗ}}{R_{И}}} ; \quad (143)$$

$$p_{ОП} = e^{-0,04 \cdot \frac{463,94 - 50 \cdot 5,25}{0,25}} = 1 \cdot 10^{-14} = 0$$

$$N_{П.У} = 2,5 \cdot (123 + 2 \cdot 65,73) \cdot (114 + 2 \cdot 65,73) \cdot (0,9 \cdot 0,005 \cdot 0,92) \cdot 10^{-6} = 0,000646$$

Определим среднюю повторяемость опасных перенапряжений на ПС из-за грозových разрядов в ОРУ (в годах):

$$T_{П.У} = \frac{1}{N_{П.У}} ; \quad (144)$$

$$T_{п.у} = \frac{1}{0,000646} = 1548 \text{ год}$$

Согласно [12] для ОРУ 220 кВ данный показатель должен быть не меньше 1000 лет. Условие выполняется, следовательно, молниезащита обеспечивает требуемый уровень надежности.

8 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ОДНОЙ ИЗ РЕКОНСТРУИРУЕМЫХ ЛЭП

В выбранном проекте требуется строительство 3-х новых ЛЭП 220 кВ. Линии проходят от Зейской ГЭС – ПП 220 кВ, ПП 220 кВ – ПС 220 кВ Скородино, ПП 220 кВ – ПС 220 кВ Тында. В данном разделе рассмотрено конструктивное исполнение ВЛ Зейская ГЭС – ПП 220 кВ длиной 177 км. Участок проходит по пересеченной лесной местности, не пересекая автодорогу и населенные места, пересекает реку Зея в районе Зейского водохранилища.

Для данной линии выбран провод марки АС – 400/51. Это неизолированный сталеалюминевый провод со стальным сердечником 51 мм², и алюминиевых проволок. Это линии является одной из основных линий, соединяющих западный энергорайон м восточным, поэтому был выбран провод с большим значением длительно допустимого тока 825 А, для возможности передачи большой мощности без перегруза ЛЭП. Расположение проводов на опоре по вершинам треугольника.

Допустимый диапазон температур от -70 до +90 °С, который полностью удовлетворяет климатическим характеристикам района, описанным в разделе 1 таблица 3, в котором проходит ЛЭП

Для выбора опоры необходимо учитывать климатические характеристики района проектирования. Опоры должны удовлетворять требованиям по гололеду III и по ветру II район. Участок ЛЭП состоит из промежуточных, которые не воспринимают тяжесть проводов или воспринимают его частично и анкерных опор, которые полностью воспринимают тяжесть проводов и тросов в смежных с опорой пролетах[9]. Для ЛЭП выберем стальные опоры, в качестве промежуточных опор выберем П220-3 и анкерные 1У220-1. Длина пролета между промежуточными опорами 400 м. Стальные опоры подвержены

коррозии, для защиты опоры должны защищаться от коррозии горячей оцинковкой. Для повышения устойчивости опоры и срока службы ее устанавливают на железобетонные фундаменты грибовидного типа.

На опорах установлены подвесные изоляторы типа ЛК 70/220-ГП-II УХЛ1, где ГП – это индекс модификации изолятора, обозначающий гнездопестик, II – степень загрязнения средняя согласно ГОСТ 9920, УХЛ1 – климатическое исполнение, согласно ГОСТ 15150, обозначает объединение умеренного и холодного макроклиматических районов с эксплуатацией на открытом воздухе с воздействием любых атмосферных факторов.. Подвесной линейный изолятор имеет стеклопластиковый стержень, изолирующий промежуток изготавливается из кремнийорганической композиции, выполненной способом заливки стержня в литевой форме. Применяется в диапазоне температур -60 - $+50^{\circ}\text{C}$, испытательное напряжение грозового импульса 980 кВ.

Для присоединения изолятора к опоре используется линейная арматура. Основные виды арматуры: зажимы, сцепная арматура, соединители и защитная (применяется для линий 330 кВ и выше).

Крепление провода к изоляторам происходит с помощью зажимов. Поддерживающие зажимы используются на промежуточных опорах, для анкерных опор используются натяжные зажимы.

Сцепная арматура используется для закрепления изоляторов на траверсе опоры.

Изолятор прикрепляется к траверсе серьгой, которая с одной стороны соединена со скобой или с деталью на траверсе, к нижнему изолятору за ушко прикрепляется поддерживающий зажим, с помощью которого закрепляется провод.

Так как провода выпускаются частями определенной длины, то для соединения этих участков используются соединители. Для проводов сечением выше 240 мм^2 и всех тросов всех сечений используются прессуемые соединители.

На протяжении всей длины ВЛ напряжение 110-750 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии, для этого устанавливаем на опоре грозотрос марки С-70. Крепление тросов на всех опорах ВЛ 220-750 кВ должно быть выполнено при помощи изоляторов, шунтированных изоляционных промежутков размером не менее 40 мм. На каждом анкерном участке длиной до 10 км тросы должны быть заземлены в одной точке путем устройства специальных перемычек на анкерной опоре. При большей длине анкерных пролетов количество точек заземления в пролете выбирается таким, чтобы при наибольшем значении продольной электродвижущей силы, наводимой в тросе при коротком замыкании (КЗ) на ВЛ, не происходил пробой изоляционного промежутка [9].

9 ВЫБОР КОМПЛЕКСОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

9.1 Расстановка комплексов защиты при развитии электрической сети

В данном пункте требуется расставить комплексы релейной защиты и противоаварийной автоматики на участках сети, на которых производится реконструкция.

Релейной защитой должны быть обеспечены СКРМ. Для защиты БСК входящей в состав ИРМ выберем устройство БМРЗ-БСК производства НТЦ «Мехатроника», устройство оснащено следующими функциями защиты:

- двухступенчатая максимальная токовая защита с автоматическим и оперативным ускорением;
- двухступенчатая токовая защита нулевой последовательности с автоматическим и оперативным ускорением;
- двухступенчатая защита по токам небаланса БСК;
- защита от перегрузки по среднеквадратичному значению тока;
- продольная дифференциальная защита нулевой последовательности;
- двухступенчатая защита по разности ёмкостей фаз;
- автоматика ограничения повышения/понижения напряжения;
- контроль исправности цепей напряжения;
- защита электромагнитов управления выключателем;
- отключение по сигналам внешних защит;
- защита электромагнитов выключателя от длительного протекания тока;
- оперативное управления выключателем, устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ), блокировка включения выключателя.

Для защиты УШР установим шкафы типа Ш2600 08.550 на базе терминала «ТОР 300 УШР 550» производства ООО «Релематика», которое включает следующие функции защиты:

- Дифференциальная токовая защита сетевой обмотки УШР;
- Дифференциальная токовая защита ошиновки НН;
- Поперечная дифференциальная токовая защита сетевой обмотки УШР;
- Газовая защита;
- УРОВ;
- МТЗ ВН, НН;
- МТЗ обмотки управления;
- ТЗНП ВН.

Расчет покажем на примере микропроцессорной защиты на базе терминала ПНН «ЭКРА» ВЛ 220 Зейская ГЭС – ПП 220 кВ кВ со стороны ПП 220 кВ дифференциально-фазная высокочастотная защита (ДФЗ) и резервные защиты линий: дистанционной защиты и токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Расчёт произведен согласно методическому пособию [20].

9.2 Защита линий

ВЛ из-за своей протяжённости больше подвержены различным повреждениям, чем любое другое электротехническое оборудование. Такие повреждения могут вызывать на линиях КЗ между фаз и на землю. Поэтому для быстрого отключения поврежденных линий необходимо установить РЗ действующую на отключение.

Согласно [20] на ЛЭП напряжением 110 – 220 кВ с двухсторонним питанием устанавливается два независимых вида защит: основная и резервная. На выбранной линии в качестве основной рассмотрим дифференциально-фазную высокочастотную защиту (ДФЗ), в качестве резервных: дистанционную

защиту и токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТЗНП).

9.2.1 Дифференциально-фазная высокочастотная защита

Уставки ДФЗ рассчитаем на базе шкафов типа ШЭ2607 081 производства НПП «ЭКРА».

Для расчета примем, что коэффициент трансформации ТТ равен 1200/5, а ТН 220000/100.

Расчет уставок токовых органов с пуском от линейного тока I_L

Расчет уставки токового органа с пуском от линейного тока $I_{Л.БЛ}$, действующего на блокировку защиты (на пуск ВЧ-передатчика).

Для обеспечения пуска передатчика при внешних симметричных КЗ уставка $I_{Л.БЛ.УСТ}$ выбирается по условию отстройки от максимального рабочего тока $I_{РАБ.МАКС}$ защищаемой линии.

$$I_{Л.БЛ.УСТ} = k_{ОТС} \cdot \sqrt{3} \cdot I_{РАБ.МАКС}; \quad (145)$$

где $k_{ОТС}$ — коэффициент отстройки, $k_{ОТС} = 1,3$;

$I_{РАБ.МАКС}$ — максимальный рабочий ток, выбирается наибольший из двух концов линии, принимаем 825 А.

$$I_{Л.БЛ.УСТ} = 1,3 \cdot \sqrt{3} \cdot 825 = 1857,6 \text{ А}$$

Расчет уставки токового органа с пуском от линейного тока $I_{Л.ОТ}$, действующего на отключение.

Уставка $I_{Л.ОТ.УСТ}$ выбирается по отстройке от $I_{Л.БЛ.УСТ}$ с учетом коэффициента согласования и коэффициента ответвления:

$$I_{Л.ОТ.УСТ} = k_C \cdot k_{ОТВ} \cdot I_{Л.БЛ.УСТ}; \quad (146)$$

где k_C — коэффициент согласования, $k_C = 1,3$;

k_{OTB} — коэффициент ответвления (при отсутствии ответвления принимается равным 1);

$I_{Л.БЛ.УСТ}$ — уставка блокирующего токового органа с пуском от линейного тока, действующего на пуск ВЧ-передатчика.

$$I_{Л.ОТ.УСТ} = 1,3 \cdot 1 \cdot 1857,6 = 2414,88 \text{ A}$$

Расчет уставок токовых органов с пуском по току обратной последовательности I_2 .

Расчет уставки токового органа с пуском по току обратной последовательности I_2 бл, действующего на блокировку защиты (на пуск ВЧ-передатчика).

Уставка токового органа с пуском по току обратной последовательности $I_{2 \text{ БЛ. УСТ}}$ выбирается исходя из отстройки от тока небаланса, определяемого по погрешностям ТТ, частотным небалансам фильтров обратной последовательности и погрешностям их настройки, а также небалансам нагрузочного режима сети.

$$I_{2 \text{ БЛ. УСТ}} = k_{ОТС} \cdot \frac{I_{2 \text{ НБ. РАСЧ}}}{k_B}; \quad (147)$$

где $k_{ОТС}$ — коэффициент отстройки, принимается $k_{ОТС} = 1,3$;

$I_{2 \text{ НБ. РАСЧ}}$ — расчетный ток небаланса обратной последовательности, определяется по выражению:

$$I_{2 \text{ НБ. РАСЧ}} = \left(\frac{I_{Л.БЛ.УСТ}}{\sqrt{3}} \right) \cdot \sqrt{\left[\left(\frac{\varepsilon_1}{3} \right)^2 + (k_F \cdot Df)^2 + (D\Phi)^2 (k_{2 \text{ НЕСИМ}})^2 \right]} = \left(\frac{I_{Л.БЛ.УСТ}}{\sqrt{3}} \right) \cdot 0,024;$$

где $I_{Л.БЛ.УСТ}$ — уставка блокирующего токового органа с пуском по I_L ;

ε_1 — полная погрешность ТТ, принимается $\varepsilon_1 = 0,03$ согласно методическим указаниям [20];

k_F — коэффициент частотной зависимости фильтра токов обратной последовательности по данным разработчика, $k_F = 0,23$ [20];

D_f — относительная погрешность отклонения частоты, $D_f = 0,04$;

$D\Phi$ — относительная погрешность настройки фильтра с учетом погрешности датчиков тока, $D\Phi = 0,005$;

$k_{2 \text{ НЕСИМ}}$ — коэффициент несимметрии тока обратной последовательности, принимается $k_{2 \text{ НЕСИМ}} = 0,02$ согласно методическим указаниям [20];

k_B — коэффициент возврата, принимается $k_B = 0,9$.

$$I_{2\text{НБ.РАСЧ}} = \left(\frac{1857,6}{\sqrt{3}}\right) \cdot 0,024 = 25,74 \text{ A}$$

Тогда:

$$I_{2\text{БЛ.УСТ}} = 1,3 \cdot \frac{25,74}{0,9} = 37,18 \text{ A}$$

Для двух полуккомплектов принимается одинаковая уставка.

Расчет уставки токового органа с пуском по току обратной последовательности $I_{2 \text{ ОТ}}$, действующего на отключение.

На линиях с ответвлениями не надо отстраивать $I_{2 \text{ ОТ. УСТ}}$ от КЗ за трансформатором ответвления, т. к. в защите есть специальный орган $Z_{\text{ОТВ}}$, отстроенный от КЗ за трансформатором.

Уставка $I_{2 \text{ ОТ. УСТ}}$ выбирается исходя из следующих критериев:

- отстройки от $I_{2 \text{ БЛ. УСТ}}$ того конца линии, с которым согласовывается данный комплект, с учетом коэффициента ответвления:

$$I_{2\text{ОТ.УСТ}} = k_C \cdot k_{\text{ОТВ}} \cdot I_{2\text{БЛ.УСТ}}; \quad (148)$$

где k_C — коэффициент согласования, $k_C = 1,5 \dots 2$;

k_{OTB} — коэффициент ответвления;

$I_{2 \text{ БЛ. УСТ}}$ — уставка блокирующего токового органа с пуском по I_2 .

$$I_{2OT.УСТ} = 2 \cdot 1 \cdot 37,18 = 74,36 \text{ A}$$

При выборе коэффициента согласования $k_C = 2$ автоматически будет отстроен $I_{2 \text{ ОТ}}$ от тока небаланса обратной последовательности, возникающего в режиме внешнего трехфазного КЗ при токе, обеспечивающем срабатывание $I_{Л.БЛ}$ с обоих концов линии;

- отстройки от составляющей обратной последовательности емкостного тока линии, обусловленной кратковременной несимметрией при включении линии под напряжение

$$I_{2OT.EMK.УСТ} = k_{OTC} \cdot k_{OTB} \cdot I_{2EMK.УД} \cdot L; \quad (149)$$

где k_{OTC} — коэффициент отстройки, $k_{OTC} = 2,0$;

k_{OTB} — коэффициент ответвления;

$I_{2 \text{ EMK.УД}}$ — емкостный ток обратной последовательности на 1 км линии, $I_{2 \text{ EMK.УД}} = 0,1 \text{ A/км}$, согласно [20];

L — длина линии, км.

$$I_{2OT.EMK.УСТ} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 177 = 35,4 \text{ A}$$

Окончательная уставка $I_{2 \text{ ОТ. УСТ}}$ выбирается наибольшей из выражений (148) и (149).

Определение коэффициента чувствительности токового отключающего органа $I_{2 \text{ ОТ}}$.

Рассчитывается коэффициент чувствительности для каждого полуккомплекта защиты.

Для двухконцевых линий и линии с ответвлениями без источника питания:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{2\text{КЗ.МИН}}}{I_{2\text{ОТ.УСТ}}}; \quad (150)$$

где $I_{2\text{ КЗ. МИН}}$ — минимальный ток КЗ обратной последовательности, является ток однофазного КЗ на шинах ПП 220 кВ равен 1203,1 А;

$I_{2\text{ ОТ. УСТ}}$ — уставка отключающего токового органа с пуском по I_2 .

$$k_{\text{ч}} = \frac{1203,1}{74,36} = 16,17$$

Если $k_{\text{ч}} > 2$, то необходимо увеличить уставку до $k_{\text{ч}} = 2$ для полуккомплекта с наименьшим коэффициентом чувствительности. В результате этого получается новая уставка $I_{2\text{ ОТ. УСТ}}$, одинаковая для двух концов линии. По ней необходимо уточнить $I_{2\text{ БЛ. УСТ}} = 0,5 I_{2\text{ ОТ. УСТ}}$.

Таким образом, при $k_{\text{ч}} = 2$ $I_{2\text{ ОТ. УСТ}} = 601,55$ А, тогда $I_{2\text{ БЛ. УСТ}} = 300,7$ А

Расчет уставок токовых органов с пуском по приращению DI_2

Расчет уставки токового органа с пуском по приращению $DI_{2\text{ БЛ}}$, действующего на блокировку (на пуск ВЧ-передатчика)

Пусковые органы DI_2 реагируют на приращение вектора тока обратной последовательности. Эти пусковые органы позволяют быстрее пускать ВЧ-передатчик при трехфазных КЗ. Алгоритм этих органов обеспечивает отстройку от тока небаланса обратной последовательности при максимальном

токе качаний, от изменения тока при тяговой нагрузке и всех небалансов максимального рабочего режима, связанных с погрешностями ТТ и фильтров обратной последовательности.

Согласно методическим указаниям [20] расчет $DI_{2 \text{ бл. уст}}$ следует производить по выражению

$$DI_{2 \text{ бл. уст}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{2 \text{ бл. уст}}; \quad (151)$$

где $k_{\text{отс}}$ — коэффициент отстройки, принимается равным 0,7;

$I_{2 \text{ бл. уст}}$ — уставка блокирующего токового органа с пуском по I_2 .

$$DI_{2 \text{ бл. уст}} = 0,7 \cdot 300,7 = 210,49 \text{ A}$$

Расчет уставки токового органа с пуском по приращению $DI_{2 \text{ от}}$, действующего на отключение.

Уставка $DI_{2 \text{ от. уст}}$ выбирается исходя из отстройки от уставки блокирующего токового органа с пуском по приращению $DI_{2 \text{ бл.}}$.

$$DI_{2 \text{ от. уст}} = k_{\text{с}} \cdot DI_{2 \text{ бл. уст}}; \quad (152)$$

где $k_{\text{с}}$ — коэффициент согласования, принимается равным 2;

$DI_{2 \text{ бл. уст}}$ — уставка блокирующего токового органа с пуском по DI_2 .

$$DI_{2 \text{ от. уст}} = 2 \cdot 210,49 = 420,98 \text{ A}$$

Коэффициент чувствительности $k_{\text{ч}}$ согласно [20] не проверяется.

Расчет уставок токовых органов с пуском по приращению DI_1

Расчет уставки токового органа с пуском по приращению $DI_{1 \text{ бл}}$, действующего на блокировку (на пуск ВЧ-передатчика)

Пусковые органы DI_1 реагируют на приращение вектора тока прямой последовательности. Эти пусковые органы позволяют быстрее пускать ВЧ-передатчик при трехфазных КЗ. Их алгоритм обеспечивает отстройку от тока небаланса прямой последовательности при максимальном токе качаний, от изменения тока при тяговой нагрузке и всех небалансов максимального рабочего режима, связанных с погрешностями ТТ и фильтра.

По данным разработчика необходимо выбирать уставки DI_1 в 4 раза больше, чем DI_2 .

Согласно методическим указаниям [20] расчет $DI_{1\text{ бл. уст}}$ следует производить по выражению:

$$DI_{1\text{ бл. уст}} = k_{\text{отс}} \cdot DI_{2\text{ бл. уст}}; \quad (153)$$

где $k_{\text{отс}}$ — коэффициент отстройки, принимается равным 4;

$DI_{2\text{ бл. уст}}$ — уставка блокирующего токового органа с пуском по DI_2 .

Расчет уставки токового органа с пуском по приращению $DI_{1\text{ от}}$, действующего на отключение.

$$DI_{1\text{ бл. уст}} = 4 \cdot 210,49 = 841,96 \text{ A}$$

Согласно методическим указаниям [20] расчет $DI_{1\text{ от. уст}}$ следует производить по выражению:

$$DI_{1\text{ от. уст}} = k_{\text{с}} \cdot DI_{1\text{ бл. уст}}; \quad (154)$$

где $k_{\text{с}}$ — коэффициент согласования, принимается равным 2;

$DI_{1\text{ бл. уст}}$ — уставка блокирующего токового органа с пуском по DI_1 .

$$DI_{\text{от.уст}} = 2 \cdot 841,96 = 16,83,92 \text{ A}$$

Определение коэффициента комбинированного фильтра токов k и коэффициентов чувствительности органа манипуляции

Определение коэффициента комбинированного фильтра токов k

Коэффициент комбинированного фильтра токов k определяется исходя из необходимой чувствительности при несимметричных КЗ в минимальном (для токов КЗ), режиме работы линии с обеспечением предпочтительного сравнения векторов токов kI_2 с учетом тока нагрузки. Чем больше k, тем меньше влияние токов нагрузки в режиме, предшествующем КЗ. Однако следует учитывать, что при больших значениях этого коэффициента возрастает влияние тока небаланса ТТ при внешних симметричных КЗ на правильность измерения фазы первичного тока.

При расчете токов КЗ без учета тока нагрузки коэффициент k определяется по выражению:

$$k \geq \max \left[\left(1,5 \frac{I_1^{(1,1)} + I_{\text{НАГР}}}{I_2^{(1,1)}} \right) \text{ или } \left(1,5 \frac{I_{\text{НАГР}}}{I_2^{(1)}} \right) \right]; \quad (152)$$

где $I_1^{(1,1)}$ — ток прямой последовательности двухфазного КЗ на землю в точке 20;

$I_{\text{НАГР}}$ — ток нагрузки, равен 349 А;

$I_2^{(1,1)}$ — ток обратной последовательности двухфазного КЗ на землю в точке 20;

$I_2^{(1)}$ — ток обратной последовательности однофазного КЗ в точке 20.

Если k получается меньше или равным 6, то k приравнивают к 6. Если k получается больше 6, но меньше или равным 8, то k приравнивают к 8. Если k получается больше 8, но меньше или равным 10, то k приравнивают к 10.

$$k = \left(1,5 \frac{2803,1 + 349}{2151,8} \right) = 2,2$$

$$k = 1,5 \frac{349}{1,2031} = 0,4$$

Наибольшее значение 2,2, поэтому принимаем коэффициент k равным 6.

Определение коэффициента чувствительности органа манипуляции при несимметричных КЗ

Поскольку пуск органа манипуляции происходит при токе равном $I_{2БЛ.УСТ}$, то коэффициент чувствительности манипуляции при несимметричных КЗ необходимо рассчитывать по выражению:

$$k_{Ч.МАН.НЕСИМ} = \frac{\left[\min \left(\left| I_2^{(1,1)} - \frac{I_1^{(1,1)}}{k} \right| \right) \text{ или } \left(\left| I_2^{(1)} - \frac{I_{РАБ.МАКС}}{k} \right| \right) \right]}{I_{2БЛ.УСТ}}; \quad (153)$$

где $I_2^{(1,1)}$ — ток обратной последовательности при двухфазном КЗ на землю в точке 20;

$I_1^{(1,1)}$ — ток прямой последовательности при двухфазном КЗ на землю в точке 20;

k — коэффициент комбинированного фильтра токов, равный 6;

$I_2^{(1)}$ — ток обратной последовательности при однофазном КЗ в точке 20;

$I_{РАБ.МАКС}$ — максимальный рабочий ток;

$I_{2БЛ.УСТ}$ — уставка блокирующего токового органа с пуском по I_2 .

$$k_{Ч.МАН.НЕСИМ} = \frac{\left| -2151,8 - \frac{2803,1}{6} \right|}{300,7} = 8,7$$

$$k_{ч.МАН.НЕСИМ} = \frac{\left| 1203,1 - \frac{825}{6} \right|}{300,7} = 3,5$$

Коэффициент чувствительности манипуляции при несимметричных КЗ $k_{ч.МАН.НЕСИМ}$ должен быть больше 1,3. Минимальный коэффициент равен 3,5.

Определение коэффициента чувствительности манипуляции при симметричных КЗ.

По данным разработчика, разрешение на манипуляцию происходит при токе равном I_2 бл. УСТ, поэтому коэффициент чувствительности необходимо определять по выражению:

$$k_{ч.МАН.СИМ} = \frac{\min(I_1^{(3)})}{k \cdot I_{2БЛ.УСТ}}; \quad (154)$$

где $I_1^{(3)}$ — ток прямой последовательности трехфазного КЗ в минимальном режиме в точке 20;

k — коэффициент комбинированного фильтра токов;

I_2 бл. УСТ — уставка блокирующего токового органа с пуском по I_2 .

Коэффициент чувствительности манипуляции при симметричных КЗ $k_{ч.МАН.СИМ}$ должен быть больше 1,3.

$$k_{ч.МАН.СИМ} = \frac{3940,3}{6 \cdot 300,7} = 2,2$$

Расчет уставок органа сравнения фаз φ

Уставка угла блокировки защиты $\varphi_{БЛ}$ определяется исходя из условия селективной работы при внешнем КЗ с максимальным углом между векторами напряжений на выходе органов манипуляции по концам линии. Этот угол в

основном зависит от погрешностей ТТ (в особенности, если они по концам линии разнотипные), от длины линии, а также разнотипности защит, устанавливаемых по концам линии, (например, микропроцессорная и электромеханическая).

При длине линии 177 км $\varphi_{\text{ВЛ}}$ принимаем равным 65° .

Расчет уставок измерительного органа сопротивления $Z_{\text{от}}$

Уставка по реактивной составляющей ИО сопротивления $X_{\text{от.уст}}$ определяется исходя из надежного охвата зоной действия ИО всей длины защищаемой линии.

При длине линии $L \geq 150$ км, то

$$X_{\text{от.уст}} = 1,5 \cdot X_{\text{1уд}} \cdot L; \quad (155)$$

где $X_{\text{1уд}}$ — реактивное удельное сопротивление ВЛ прямой последовательности;

L — длина ВЛ.

$$X_{\text{от.уст}} = 1,5 \cdot 0,42 \cdot 177 = 111,51 \text{ Ом}$$

Угол наклона характеристики ИО сопротивления $Z_{\text{от}}$ к оси R

$$\varphi_R = \arctg \left(\frac{X_{\text{1уд}}}{R_{\text{1уд}}} \right); \quad (156)$$

где $X_{\text{1уд}}$ ($R_{\text{1уд}}$) — удельное реактивное (активное) сопротивление линии прямой последовательности.

$$\varphi_R = \arctg \left(\frac{0,42}{0,075} \right) = 79,87^\circ$$

Угол наклона характеристики ИО сопротивления Z_{OT} к оси X:

$$\varphi_X = 90^\circ - \varphi_R; \quad (157)$$

$$\varphi_X = 90^\circ - 79,87^\circ = 10,13^\circ$$

Уставки срабатывания всех пускового органа(ПО) и измерительного органа(ИО) ДФЗ, используемые для настройки терминала защиты на расчетные параметры срабатывания, задаются их вторичными значениями, которые определяются:

- для ПО тока по выражению

$$I_{уст.вт} = \frac{I_{уст}}{K_{ТТ}}; \quad (158)$$

- для ИО сопротивления по выражению

$$R_{уст.вт}(X_{уст.вт}) = \frac{R_{уст}(X_{уст})K_{ТТ}}{K_{ТН}}; \quad (159)$$

где $K_{ТТ}$ и $K_{ТН}$ — коэффициенты трансформации измерительных ТТ и ТН.
 Рассчитанные значения уставок ПО и ИО ДФЗ приведены в таблице.

Таблица 48 – вторичные значения уставок

Наименование величины	Значение
Уставки ПО тока ДФЗ	

Наименование величины	Значение
Ток срабатывания ПО по I ₂ отключающий, А	2,5
Ток срабатывания ПО по I ₂ блокирующий, А	1,25
Ток срабатывания ПО по I _L отключающий, А	10,062
Ток срабатывания ПО по I _L блокирующий, А	7,74
Ток срабатывания ПО по приращению I ₂ отключающий, А	1,75
Ток срабатывания ПО по приращению I ₂ блокирующий, А	0,87
Ток срабатывания ПО по приращению I ₁ отключающий, А	7,02
Ток срабатывания ПО по приращению I ₁ блокирующий, А	3,5
Уставки органа манипуляции и сравнения фаз токов	
По коэффициенту k	6
По углу блокировки действия защиты на отключение	65
Уставки ИО Z _{от} ДФЗ	
Уставка по оси X характеристики Z _{от} (0,2–50)/, Ом	12,16
Угол наклона характеристики φ1 (45,00–89,00),°	79,87

9.2.2 Дистанционная защита ЛЭП

Рассчитаем три ступени дистанционной защиты, время срабатывания и коэффициент чувствительности ступеней на базе шкафа ШЭ2607 016

Условием выбора первичного сопротивления срабатывания $Z'_{сз1}$ первой ступени комплекта ДЗ одиночной линии является отстройка от тока КЗ в конце основной зоны на шинах ПП 220 кВ.

$$Z'_{сз1} \leq \frac{1}{K_{отс}} \cdot Z_{Л1} = 0,87Z_{Л1}; \quad (160)$$

где $Z_{Л1}$ – сопротивление линии Л1;

$K_{отс}$ – коэффициент отстройки:

$$K_{omc} = 1 + \beta + \delta; \quad (161)$$

где $\beta = 0,05$ – погрешность ТТ, ТН и РС в сторону увеличения защищаемой зоны;

$\delta = 0,1$ – погрешность расчета сопротивления линии и запас.

$$Z'_{c31} = 0,87(13,28 + j74,34) = 11,55 + j64,67 = 65,69e^{79,87^\circ} \text{ Ом}$$

Сопротивление срабатывания Z''_{c31} второй ступени комплекта ДЗ на одиночной линии выбирается наименьшим из условий:

- Согласования с первой ступенью комплекта ДЗ на предыдущей линии Л2:

$$Z''_{c31} \leq \frac{1}{K_{omc}} \left(Z_{Л1} + \frac{1-\alpha}{K_{токЛ2}} \cdot Z'_{c33} \right); \quad (162)$$

где α – погрешность ТТ, ТН и РС в сторону уменьшения зоны: $\alpha = 0,1$;

$K_{ток Л2}$ – коэффициент токораспределения для линии Л2, который учитывает неравенство токов в месте установки ДЗ и в месте КЗ.

- Отстройка от КЗ на шинах подстанции, примыкающей к дальнему (по отношению к месту установки рассматриваемой защиты) концу предыдущей линии:

$$Z''_{c31} \leq \frac{1}{K_{omc}} \left(Z_{Л1} + \frac{0,5}{K_{токЛ2}} \cdot Z_{Л2} \right); \quad (163)$$

Отходящих линии две, значит необходимо рассчитать первую ступень каждой линии по формуле 160, тогда $Z'_{c31(ЗГЭС-Прив)} = 70,3e^{j77,4}$, $Z'_{c31(ЗГЭС-Маг)} = 48,4e^{j79,77}$.

Рассчитаем вторую ступень линии относительно полученных первой для этого необходимо рассчитать максимальный коэффициент токораспределения по формуле:

$$K_{\text{токЛ2}} = \frac{I_1}{I_2}; \quad (164)$$

$$K_{\text{токЛ}(ЗГЭС-Пруз)} = \frac{313}{284} = 1,1$$

$$K_{\text{токЛ}(ЗГЭС-Маг)} = \frac{316}{370} = 0,85$$

Рассчитаем вторые ступени линии:

$$Z_{\text{сз1}(ЗГЭС-Пруз)}^{\text{II}} = 0,87 \left((75,52 \cdot e^{j79,87}) + \frac{0,9}{1,1} \cdot 70,3e^{j77,4^\circ} \right) = 115,8e^{j78^\circ} \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{сз1}(ЗГЭС-Маг)}^{\text{II}} = 0,87 \left((75,52 \cdot e^{j79,87}) + \frac{0,9}{0,85} \cdot 48,4e^{j79,77^\circ} \right) = 110,37e^{j77,82^\circ} \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{сз1}(ЗГЭС-Пруз)}^{\text{II}} = 0,87 \left((75,52 \cdot e^{j79,87}) + \frac{0,5}{1,1} \cdot (17,64 + j78,85) \right) = 93,26e^{j79^\circ} \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{сз1}(ЗГЭС-Маг)}^{\text{II}} = 0,87 \left((75,52 \cdot e^{j79,87}) + \frac{0,9}{0,85} \cdot (9,88 + j54,75) \right) = 94,743e^{j79,83^\circ} \text{ Ом}$$

Выбираем наименьшее значение $93,26e^{j79^\circ}$.

Чувствительность дистанционного органа второй ступени определяется коэффициентом чувствительности $K_{\text{ч}}$ как отношение сопротивления срабатывания второй ступени к сопротивлению $Z_{\text{Л1}}$:

$$K_q = \frac{Z_{c31}^{II}}{Z_{Л1}}; \quad (165)$$

$$K_q = \frac{93,26e^{j79^\circ}}{75,52e^{j79,87^\circ}} = 1,25$$

Данный вид защиты используется как резервная, поэтому K_q должно быть не менее 1,25[9].

Сопротивление срабатывания третьей ступени Z_{c31}^{III} выбирается наименьшим из условий:

- по условию согласования с сопротивлением срабатывания второй ступени ДЗ предыдущей линии формула 162;
- Отстройка от КЗ на шинах низшего (среднего) напряжения подстанции, примыкающей к противоположному (по отношению к месту установки рассматриваемой защиты) концу линии:

$$Z_{c31}^{II} \leq \frac{1}{K_{отс}} \left(Z_{Л1} + \frac{Z_T}{K_{мокт}} \right); \quad (166)$$

- Отстройка от КЗ на шинах подстанции, примыкающей к дальнему (по отношению к месту установки рассматриваемой защиты) концу предыдущей линии формула 163.

Для точных расчётов необходимо учитывать все присоединения предыдущих линий и значение уставки срабатывания защиты, в данной работе покажем на примере ВЛ Зейская ГЭС – Призейская и отходящей от нее линии Призейская – Тутаул и трансформатора. Первая ступень ВЛ Призейская – Тутаул определяется по формуле 160 и равна $Z_{c31(Приз-Тутаул)}^I = 37,71,3e^{j77,46^\circ}$.

$$K_{\text{токЛ(Приз-Тутаул)}} = \frac{83}{49} = 1,7$$

$$K_{\text{токЛПриз}} = \frac{83}{26} = 3,2$$

$$Z_{\text{сзЛ(Приз-Тутаул)}}^{\text{II}} = 0,87 \left((17,64 + j78,85) + \frac{0,9}{1,7} \cdot 37,71 e^{j77,46^\circ} \right) = 87,61 e^{j77,4^\circ} \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{сзЛППриз}}^{\text{II}} = 0,87 \left((17,64 + j78,85) + \frac{(11,08 + j269,68)}{3,2} \right) = 143,12 e^{j82,6^\circ} \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{сзЛ(Приз-Тутаул)}}^{\text{II}} = 0,87 \left((17,64 + j78,85) + \frac{0,5}{1,7} \cdot (9,41 + j42,32) \right) = 81,6 e^{j77,4^\circ} \text{ Ом}$$

Наименьшее значение для третьего условия, рассчитаем треть ступень ДЗ для ВЛ Зейская ГЭС – ПП 220 кВ по формуле 163:

$$Z_{\text{сзЛ}}^{\text{III}} = 0,87 \left(75,52 e^{j79,87^\circ} + \frac{0,9}{1,1} \cdot 81,6 e^{j77,4^\circ} \right) = 123,7 e^{j78,71^\circ} \text{ Ом}$$

Проверим по коэффициенту чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{123,7 e^{j78,71^\circ}}{75,52 e^{j79,87^\circ}} = 1,64$$

Согласно [9] для III ступени защиты чувствительность должна быть не менее 1,5 при КЗ на своей линии и не менее 1,2 при КЗ в зоне ее резервирования, условия выполняются.

Время срабатывания первой ступени защиты принимается 0 сек. Выдержка времени второй ступени отстроена от времени срабатывания первой ступени ДЗ смежной линии на величину ступени селективности $\Delta t = 0,3$ с и включает выдержку времени УРОВ (Устройство резервирования отказа выключателя) $t_{уров} = 0,3$ с и равна 0,6 сек. Выдержка времени III ступени при отсутствии ответвительных ПС на линии должна быть согласована по времени с уставками защит предыдущих или параллельных линий.

Для заданных значений коэффициентов трансформации $K_{ТН}=220000/100$ и $K_{ТТ}=1200/5$ пересчитаем вторичные значения и внесем в таблицу 49.

Таблица 49 – Уставки ДЗ

Наименование уставки	Значение
Уставка по оси X характеристики РС I ступени, Ом (0,2–100, шаг 0,01)	7,05
Уставка по оси R характеристики РС I ступени, Ом (0,2–100, шаг 0,01)	1,26
Угол наклона ϕ_1 характеристики РС I ступени, ° (45–89, шаг 1,0)	79,87
Уставка по оси X характеристики РС II ступени, Ом (0,2–100, шаг 0,01)	9,98
Уставка по оси R характеристики РС II ступени, Ом (0,2–100, шаг 0,01)	1,94
Угол наклона ϕ_1 характеристики РС II ступени, ° (45–89, шаг 1,0)	79
Уставка по оси X характеристики РС III ступени, Ом (0,2–100, шаг 0,01)	13,23
Уставка по оси R характеристики РС III ступени, Ом (0,2–100, шаг 0,01)	2,64
Угол наклона ϕ_1 характеристики РС III ступени (45–89, шаг 1)	78,72

9.2.3 Токовая направленная защита нулевой последовательности

Токовые защиты шкафа ШЭ2607 016 включают четырехступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности. Рассчитаем уставки срабатывания ВЛ Зейская ГЭС – ПП 220 кВ со стороны ПП 220 кВ.

Ток первой ступени отстраивается от утроенного тока нулевой последовательности, протекающем на конце линии:

$$I_{сз}^I = K_{отс} \cdot 3I_{0Л1\max}; \quad (167)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки; для первой ступени ТЗНП принимается $K_{отс} = 1,3$;

$I_{0Л1\max}$ – максимальный ток нулевой последовательности, проходящий в месте установки защиты ПП 220 кВ при двухфазном КЗ на землю на шинах Зейской ГЭС. Протекающий ток в линии рассчитан в ПК RastrKZ.

$$I_{сз}^I = 1,3 \cdot 3 \cdot 11 = 42,9 \text{ A}$$

Проверка чувствительности I ступени производится по выражению:

$$k_{chl} = \frac{3 \cdot I_{0\text{расч}}}{I_{0сз}^I}; \quad (168)$$

где $3I_{0\text{расч}}$ — ток, проходящий через защиту при замыкании на землю в начале ВЛ в минимальном режиме работы системы. Значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,2 согласно ПУЭ [9].

$$k_{chl} = \frac{3 \cdot 151}{42,9} = 10,63$$

Ток второй ступени согласовывается с током первой ступени предыдущей линии, то есть линий Зейская ГЭС – Призейская, Зейская ГЭС - Магдагачи. $I'_{0сз(ЗГЭС-Приз)} = 31,2 \text{ A}$, $I'_{0сз(ЗГЭС-Маг)} = 37,38 \text{ A}$. Вторая ступень рассчитывается по формуле:

$$I''_{0сз} = k_{отс} \cdot k_{ток} \cdot I'_{0сз}; \quad (169)$$

где $k_{отс}$ — коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле и необходимый запас, принимается равным 1,1;

$k_{ток}$ — максимальный коэффициент токораспределения, равный отношению токов в месте установки защиты и защиты, с которой производится согласование, при замыкании на землю в конце предыдущего элемента, так как токи нулевой последовательности очень малы, то принимаем $k_{ток}=1$;

$3I_{0 \text{ сз пред}}$ — ток срабатывания ступени защиты предыдущего элемента, с которой производится согласование.

Рассчитаем вторую ступень ТНЗНП относительно первых:

$$I''_{0сз} = 1,1 \cdot 31,2 = 34,32 \text{ A}$$

$$I''_{0сз} = 1,1 \cdot 37,38 = 41,12 \text{ A}$$

Выбираем максимальное значение.

Определение коэффициента чувствительности II ступени производится по выражению 168.

$$k_{чII} = \frac{453}{41,12} = 11,01$$

Значение коэффициента удовлетворяет ПУЭ

Ток срабатывания третьей ступени ТНЗНП отстраивается от второй ступени предыдущей линии. Вторая ступень определяется по формуле 169, для этого необходимо рассчитать первую ступень ТЗНП ВЛ Призейская - Тутаул по формуле 167. $I'_{сз(Приз-Тутаул)} = 28,89 \text{ A}$, $I''_{сз(Приз-Тутаул)} = 31,78 \text{ A}$.

Третья ступень определяется по формуле:

$$I'''_{0сз} = k_{отс} \cdot k_{ток} \cdot I''_{0сз}; \quad (170)$$

$$I'''_{0сз} = 1,1 \cdot 31,78 = 34,96 \text{ A}$$

На ПП 220 кВ отсутствуют АТ, поэтому 4 ступень отсутствует.

Вторичные значения тока срабатывания реле пересчитаем через коэффициент трансформации ТТ К_{ТТ}-1200/5.

Ток срабатывания реле тока токовой отсечки, $(0,35...30,00) I_{2 \text{ ном.тт}}$, при шаге 0,01 равен 30 А, время срабатывания токовой отсечки принимаем 0,1 с.

Время действия I ступени принимаем равным 0,05 с.

Время действия II ступени согласуем с временем действия I ступени ТНЗНП ВЛ Зейская ГЭС - Призейская с учетом времени УРОВ по выражению:

$$t''_{сз.з} = t^I_{сз.з} + t_{УРОВ} + t_{ОВ} + \Delta t; \quad (171)$$

где $t_{сз.з \text{ ПР.ЕД}}$ — максимальное значение из времен срабатывания защит, с которыми необходимо производить согласование;

$t_{УРОВ}$ — время действия УРОВ смежных присоединений, 0,3 с;

$t_{ОВ}$ - собственное время отключения выключателей, 0,04 с;

Δt — ступень селективности, 0,3 с.

Тогда $t''_{сз.з} = 0,69 \text{ с}$

Время действия III ступени согласуем с временем действия II ступени ТНЗНП ВЛ без учета времени УРОВ по выражению, так как на линии установлена ДФЗ:

$$t_{сз.3}^{III} = t_{сз.3}^{II} + t_{OB} + \Delta t; \quad (172)$$

Тогда $t_{сз.3}^{III} = 1,03 с$.

Уставки срабатывания вторичных значений пересчитаем с помощью $K_{ТТ}$ и сведем в таблицу.

Таблица 50 – Вторичные значения ступеней ТНЗНП

Наименование уставки	Значение уставки
Ток срабатывания РТ I ступени ТНЗНП, А, (0,05...30,00) $I_{2 \text{ ном.тт}}$, шаг 0,01	0,178
Ток срабатывания РТ II ступени ТНЗНП, А, (0,05...30,00) $I_{2 \text{ ном.тт}}$, шаг 0,01	0,171
Ток срабатывания РТ III ступени ТНЗНП, А, (0,05...30,00) $I_{2 \text{ ном.тт}}$, шаг 0,01	0,144

9.2.4 Токовая отсечка

Ток срабатывания токовой отсечки определяется по следующим условиям:

- отстройка от максимального тока внешнего КЗ:

$$I_{сз} \geq k_{отс} \cdot I_{кз.макс}; \quad (173)$$

где $k_{отс}$ — коэффициент отстройки, $k_{отс} = 1,2$;

$I_{кз. макс}$ — максимальное значение периодической составляющей тока в месте установки защиты (на шинах ПП) при внешнем трехфазном КЗ.

$$I_{сз} = 1,2 \cdot 4110,1 = 4932,12 \text{ A}$$

- отстройка от максимального значения уравнильного тока при качаниях в системе по выражению:

$$I_{сз} \geq k_{отс} \cdot I_{ур.кач.макс}; \quad (174)$$

где $k_{отс}$ — коэффициент отстройки, $k_{отс} = 1,2$;

$I_{ур.кач.макс}$ — максимальный уравнильный ток по линии при качаниях в системе в полнофазном режиме:

$$I_{\max кач} = \frac{2 \cdot U}{Z_{ПП-ЗГЭС}}; \quad (175)$$

где U — среднее напряжение в сети, 230 кВ;

$Z_{ПП-ЗГЭС}$ — сопротивлению линии.

$$I_{\max кач} = \frac{2 \cdot 230}{\sqrt{13,275^2 + 74,34^2}} = 6091 \text{ A}$$

Тогда.

$$I_{сз} = 1,2 \cdot 6091 = 7309,2 \text{ A}$$

Принимаем $I_{сз} = 7309,2 \text{ A}$.

Вторичное значение уставки защиты равно 30,5 А.

Проверка чувствительности токовой отсечки производится по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К11min}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}}; \quad (176)$$

где $I_{\text{Кз. мин}}$ — модуль тока при двухфазном КЗ в начале линии на шинах 220 кВ Зейской ГЭС в минимальном режиме работы системы.

$$k_{\text{ч}} = \frac{19545,4}{7309,2} = 2,67$$

Значение коэффициента чувствительности по требованиям ПУЭ [9] должно быть не менее 1,2.

Для токовой отсечки принимаем уставку по времени срабатывания равной 0,1 с.

9.3 Противоаварийная и режимная автоматика

В данном разделе рассмотрены основные виды противоаварийной и режимной автоматики, установленной в энергосистеме их применение и принцип работы.

Основная задача ПА — это недопущения развития аварии в электрических цепях, а также своевременное завершение различных аварийных режимов. Работа устройств ПА автоматики напрямую связана от РЗ в энергосистеме.

Режимная автоматика предназначена для автоматической работы энергосистемы и поддержания параметров сети в допустимых пределах.

Автоматическое повторное включение (АПВ)

ВЛ больше всего подвержены КЗ в результате перекрытия изоляции, схлестывания проводов и так далее, такие повреждения являются неустойчивыми и самоустраняются. Большая часть повреждений приходится именно на

неустойчивые 50-90%. Для сокращения времени включения линии используются АПВ, которые позволяют успешно восстановить питание потребителей за время, не превышающее несколько секунд.

Согласно ПУЭ АПВ обязательно для всех ВЛ и КВЛ напряжение выше 1 кВ.

Автоматический ввод резерва (АВР)

Для снижения токов КЗ в сети при питании потребителей от двух и более источников в работе находится лишь один основной источник, в то время как другой в резерве.

Устройство АВР обязательно к установке для питания собственных нужд ПС и потребителей I категории, чтобы при повреждении или выводе в ремонт основного источника позволяет оперативно ввести в работу резервный. АВР линий и трансформаторов применяется только для наиболее ответственных потребителей, чаще АВР используют на секционных выключателях.

Так как на участке преобладают тяговые ПС, то устройство АВР является обязательным к применению.

Автоматически частотная разгрузка (АЧР)

В системе существует баланс активной мощности, в случае увеличения нагрузки возникает дефицит активной мощности, и частота начинает снижаться. Баланс активной мощности устанавливается при новом значении частоты. Допустимые колебания частоты для нормальной работы энергосистемы 50 ± 2 Гц.

Устройство АЧР не восстанавливает частоту в системе, оно служит для предотвращения дальнейшего снижения частоты в системе, отключая поочередно нагрузку с учетом категоричности потребителей.

Автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО)

Устройство контролирует переток активной мощности по линии для определения превышения допустимого значения токовой загрузки оборудования.

АОПО должно обеспечивать срабатывания при выявлении перегруза в любой из трех фаз током и выдачу управляющего воздействия через заданную выдержку времени.

Автоматическое ограничение снижения напряжения

АОСН предназначено для недопущения снижения напряжения в узлах, увеличивая генерацию реактивной мощности включая СКРМ работающие в режиме генерации реактивной мощности и изменением уставки генераторов и снижает потребление реактивной мощности отключая различные УШР и ШР.

Устройство входит в состав защит УШР и БСК.

Автоматическое ограничение повышения напряжения

АОПН действует противоположно АОСН уменьшая генерацию реактивной мощности в сети и увеличивая ее потребление. Устройство входит в состав защит БСК и УШР. Также должно быть установлено на ВЛ Зейская ГЭС – ПП 220 кВ с двух сторон из-за большой протяженности линии.

Автоматическое управление выключателем

Устройство включает в себя функции АПВ и УРОВ и предназначено для автоматического управления линейных, обходных и секционных выключателей.

Автоматическое регулирование напряжения и реактивной мощности в энергетической системе

Данный вид автоматики относится к режимной автоматике. Устройство будет использоваться для оптимизации режима по напряжению и реактивной мощности питающих и распределительных сетей посредством автоматического регулирования реактивной мощности мощных статических управляемых источников реактивной мощности (ИРМ), который установлен на ПП 220 кВ.

10 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Целью данного раздела является проверка выбранного варианта реконструкции на надежность, эффективность и устойчивость в послеаварийных режимах. Также в двойном послеаварийном режиме проверим способность режима сохранять параметры в допустимых пределах.

Расчеты нормальных и послеаварийных режимов производятся ПВК RastrWin3, методика расчета приведена в разделе 1 пункт 1.3.

10.1 Расчет и анализ максимального режима

Зимний режим является режимом максимальных нагрузок. Данные нагрузки для этого режима рассчитаны в разделе 2 пункт 2.2. таблица 16.

В существующий эквивалент необходимо внести три новых линии. Также произведена замена двух АТ на ПС 220 кВ Сквородино с большей мощностью. Параметры линий рассчитаны по формулам 1-4, параметры автотрансформатора взяты из справочника [1].

Таблица 51 – Параметры новых ЛЭП и АТ

Тип	Название	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Kт/г
Тр-р	ПС 220 кВ Сквородино 2С-220 кВ - ПС 220 кВ Сквородино нейт. АТ-2	0,52	60,5	11,51	1
Тр-р	ПС 220 кВ Сквородино нейт. АТ-2 - ПС 220 кВ Сквородино 2С ОРУ 110 кВ	0,53	-12,95	0	0,521
Тр-р	ПС 220 кВ Сквородино нейт. АТ-2 - ПС 220 кВ Сквородино ОРУ 35 кВ	0,53	134	0	0,17
ЛЭП	Зейская ГЭС 1С-220 - ПП 220 кВ	13,28	74,34	-477,9	-
ЛЭП	ПП 220 кВ - ПС 220 кВ Сквородино 1С-220 кВ	4,78	20,94	-128	-
ЛЭП	ПП 220 кВ - ПС 220 кВ Тында 1С-220	10,98	48,05	-295,7	-

На ПП 220 кВ установлен ИРМ-220/100/100, он включает УШР и БСК, в ПВК RastrWin3 зададим отдельно через выключатели УШР и БСК для оперативного переключения между ними. Для регулирования уставки УШР необходимо на вкладке «Открыть-Сил.элек.-УШР/СТК» задать оборудование. В столбце $Q_{ном}$ задается мощность КУ, выбирается тип уставки U, в столбце Уст1 задается требуемое значение и указывается диапазоны регулирования реактивной мощности. БСК задается на вкладке «Узлы-Шунты» расчетной проводимостью по формуле 177 со знаком минус. В максимальном режиме БСК включена.

$$B_{ш.р-ое} = \frac{Q_{БСК}}{U^2}; \quad (177)$$

Таблица 52 – Параметры УШР

Название	S	Q _{ном} , Мвар	U _{ном} , кВ	T _{уст1}	Уст1	Q_Min. Мвар	Q_Max, Мвар
УШР ИРМ 100мвр	Выкл.	100	2220	V	230	5	100

Особенность данного режима заключается в том, что значения нагрузки на ПС максимальным. В таком режиме может происходить перегруз оборудования из-за больших потоков мощность и при больших значениях реактивной мощности нагрузки, характерных для тяговых ПС, которые преобладают на данном транзите, будет снижаться напряжение на конце линии.

Эффективность варианта сравним с режимом без реконструкции сети.

Таблица 53 – Сравнение режима до реконструкции и после

Узел	U до рекон- струкции, кВ	U после рекон- струкции, кВ
ПС 220 кВ Сковородино	205,75	221,87
ПС 220 кВ Магдагачи	204,54	222,49
ПС 220 кВ Тында	215,7	229,47

Определим потери электроэнергии в сети по формуле:

$$\varepsilon_{\Delta} = \left(1 - \frac{P_{\text{НАГР}} - \Delta P}{P_{\text{НАГР}}}\right) \cdot 100; \quad (178)$$

где $P_{\text{НАГР}}$ – потребление западного энергорайона, определяется на кладке «Районы» в ПВК RastrWin3, 491 МВт;

ΔP – суммарные потери западного энергорайона, определяются на кладке «Районы-Потери» и равны 4,31 МВт.

$$\varepsilon_{\Delta} = \left(1 - \frac{491 - 4,31}{491}\right) \cdot 100 = 0,877\%$$

Потери на уровне 10% считаются предельно допустимыми, согласно [15], следовательно, потери не превышают предельно допустимых.

Отклонение напряжений приведены в таблице.

Таблица 54 – Отклонение напряжений в максимальном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	ΔU , %
ПС 220 кВ НПС-19 2С-220	220	233,05	5,93
ПС 220 кВ НПС-19 1С-220	220	233,05	5,93
Нерюнгринская ГРЭС 1СШ-220	220	233,36	6,07
Нерюгринская ГРЭС ср.т.2АТ	220	231,104	5,05
Нерюгринская ГРЭС ср.т.1АТ	220	231,08	5,04
Зейская ГЭС Ш-АТ-220	220	235,85	7,2
Зейская ГЭС 1С-220	220	235,85	7,2
Зейская ГЭС 2С-220	220	235,85	7,2
отп.2 ПС 220 кВ НПС-19	220	233,237	6,02
отп.1 ПС 220 кВ НПС-19	220	233,22	6,01
Нерюнгринская ГРЭС 2СШ-220	220	233,36	6,07

ПП 220 кВ Нагорный	220	232,13	5,51
ПС Тутаул 220 кВ	220	231,08	5,04
ПС Дипкун 220 кВ	220	231,78	5,36
ПП 220 кВ	220	235	6,82
Выкл. БСК	220	2356	6,82

Делаем вывод, что предложенный вариант реконструкции повышает напряжения на ПС на 7,2%. Также после расчета режима напряжение в сети находится в допустимых пределах, линий, перегруженных по току не наблюдается самые нагруженные линии на участке при температуре -25°C это Зейская ГЭС – ПС Магдагачи, ПС Магдагачи – ПС Талдан и ПП 220 кВ - Скородино токовая загрузка которых составляет 27,7%, 27,3%, 30,6% соответственно. Графическое представление результатов расчета и анализа максимального режима приведены на листе 8 графической части.

Схема потокораспределения находится в приложении Д.

Полный анализ режима представлен на листе 8 графической части.

10.2 Расчет и анализ минимального режима

Минимальный режим принимаем режим зимних нагрузок. В минимальном режиме из-за значительного уменьшения нагрузки может возникать увеличение напряжения выше наибольшего рабочего. Данные нагрузки берем из раздела 2 пункт 2.2 таблица 17. Параметры ветвей остаются неизменными.

После расчета режима с использованием всех установленных средств регулирования напряжения и реактивной мощности, напряжение находится в допустимых пределах и не превышает наибольшего рабочего.

Таблица 55 - Отклонение напряжений в минимальном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	ΔU , %
ПС 220 кВ НПС-19 2С-220	220	231,83	5,38

ПС 220 кВ НПС-19 1С-220	220	231,83	5,4
ПС 220 кВ БАМ/Т	220	232	5,444
Нерюнгринская ГРЭС 1СШ-220	220	233,34	6,064
отп.2 ПС 220 кВ НПС-19	220	232,3	5,59
Нерюнгринская ГРЭС 2СШ-220	220	233,34	6,06

Для расчета режима снижаем генерацию Зейской ГЭС отключая два генератора на РУ 500 кВ и один на РУ 220 кВ. На ПП 220 кВ отключаем БСК и включаем УШР с уставкой по напряжению 220 кВ, также меняем уставки УШР установленных на ПС 220 кВ Тында, Призейская и Сквородино. Температуре -25°C линии не перенужены.

Схема потокораспределения приведена в приложении Д.

10.3 Расчет послеаварийных режимов

Расчет послеаварийных режимов необходим для определения способности системы сохранять параметры в допустимых пределах определенное время без выхода из строя оборудования. Послеаварийные режимы будем считать по критерию N-1, что означает отключение одного самого нагруженного элемента сети.

Для проверки линий на перегруз посчитаем П/А режимы при отключении самых нагруженных ЛЭП в режиме летних максимальных нагрузок. Параметры линий, трансформаторов и конфигурация сети остаются неизменными, нагрузка в узлах приведена в разделе 2, таблица 17. Максимальная температура западного района $40,2^{\circ}\text{C}$, приведена в разделе 1.

1 Отключение ВЛ Зейская ГЭС – ПП 220 кВ

Данная линия соединяет западный энергорайон и восточный, после отключения вся мощность по течет по оставшейся линии соединяющий эти энергорайоны это ВЛ Зейская ГЭС – Магдагачи и часть мощности потечёт в обход

через линию Зейская ГЭС – Призейская. Загрузка линий в данном п/а режиме приведена в таблице.

Таблица 56 – Токовая загрузка линий при $t = -25^{\circ}\text{C}$

Название	$I_{\text{доп_25_ддтн}}, \text{A}$	$I_{\text{доп_расч_ддтн}}, \text{A}$	$I/I_{\text{доп_ддтн}}, \%$
Зейская ГЭС 1С-220 - ПС 220 кВ Магдагачи 2С-220 кВ	801	654,8976	70,7
ПС 220 кВ Магдагачи 1С-220 кВ - ПС 220 кВ Талдан/т 1С-220	686	560,8736	65
Нерюнгринская ГРЭС 1СШ-220 - отп.1 ПС 220 кВ НПС-19	801	654,8976	55
Нерюнгринская ГРЭС 2СШ-220 - отп.2 ПС 220 кВ НПС-19	801	654,8976	52
ПС 220 кВ Тында 1С-220 - отп.1 ПС 220 кВ НПС-19	801	654,8976	51
ПС 220 кВ Сковородино 2С-220 кВ - ПС 220 кВ Уруша/т	710	580,496	48,54

Делаем вывод что линии не перегружены, напряжения в сети не требуют регулирования.

2 Отключение ВЛ Зейская ГЭС – ПС Магдагачи

Линия также соединяет западный энергорайон с восточным, большая часть мощности потечет по новой линии Зейская ГЭС – ПП 220 кВ.

Загрузка линий в данном п/а режиме приведена в таблице.

Таблица 57 – Токовая нагрузка линий

Название	$I_{\text{доп_25_ДДТН}}, \text{ А}$	$I_{\text{доп_расч_ДДТН}}, \text{ А}$	$I/I_{\text{доп_ДДТН}}, \%$
Зейская ГЭС 1С-220 - ПП 220 кВ	825	674,52	66,52
ПП 220 кВ - ПС 220 кВ Ско- вородино 1С-220 кВ	710	580,496	62,6
ПС 220 кВ Тында 1С-220 - ПС 220 кВ Сковородино 1С- 220 кВ	801	654,8976	59
Нерюнгринская ГРЭС 1СШ- 220 - отп.1 ПС 220 кВ НПС- 19	801	654,8976	55,3
Нерюнгринская ГРЭС 2СШ- 220 - отп.2 ПС 220 кВ НПС- 19	801	654,8976	52,44
ПС 220 кВ Тында 1С-220 - отп.1 ПС 220 кВ НПС-19	801	654,8976	51,41

Токовая нагрузка линий в допустимых пределах. Напряжения в данном режиме регулировать не требуется.

Делаем вывод, что при отключении головных линий соединяющих восточный и западный энергорайон режим работает в нормальном режиме, с допустимыми параметрами электросетевого оборудования.

В зимнем режиме максимальных нагрузок рассмотрим ремонтный режим при отключении одного АТ на ПС 220 кВ Сковородино.

ТПри выходе из строя или ремонте одного из АТ токовая нагрузка оставшегося в работе АТ 65%, таким образом, допустимая нагрузка АТ составляет

140%, следовательно в режиме максимальных нагрузок может обеспечить передачу мощности потребителям, присоединённым к стороне 110 кВ.

На листе 9 графической части приведен полный анализ самого тяжелого П/А режима отключение ВЛ Зейская ГЭС – ПП 220 кВ.

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе объектам реконструкции является реконструкция ПС 220 кВ Сквородино, ПС 220 кВ Тында, также проект включает строительство трех новых ЛЭП 220 кВ и ПП 220 кВ.

В данном разделе рассмотрены требования техники безопасности при проведении ремонтных работ на ПС и при демонтаже оборудования, при эксплуатации ОРУ 220 кВ подстанций. Факторы, влияющие на экологическую безопасность окружающей среды при работе электросетевого оборудования. Приведен расчет маслоприемника маслonaполненного шунтирующего с отводом масла. Рассмотрены требования для ликвидации чрезвычайных ситуаций, безопасность персонала и действия при наличии возгорания на переключательном пункте.

11.1 Безопасность персонала

При реализации проекта потребуется строительство трех новых ЛЭП 220 кВ, строительство нового ПП 220 кВ и реконструкция ПС Тында и ПС Сквородино.

Безопасность – это состояние, которое характеризует защищенность от потенциальных опасностей, влияющих на здоровье человека.

При строительстве новых ЛЭП предъявляются следующие требования к персоналу:

- Перед началом работ в действующих электроустановках стороннего предприятия строительско-монтажная организация должна: оформить акт-допуск, представить эксплуатационному предприятию список работников, которые имеют право выдачи нарядов, руководителей работ и ответственных исполнителей (производителей) работ.

Список должен быть утвержден главным инженером электромонтажной (наладочной) организации;

- Персонал электромонтажной организации должен пройти обучение и проверку знаний «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок», ему должна быть присвоена группа по электробезопасности не ниже III;

- Перед допуском к работам на действующей электроустановке персонал электромонтажной (наладочной) организации должен пройти инструктаж по безопасности и схемам присоединений под руководством работников действующей электроустановки, о чем должна быть произведена соответствующая запись в журнале учета инструктажей;

- В составе электромонтажной бригады должно быть не менее одного рабочего, обученного в качестве инструктора-реаниматора в соответствии с «Инструкцией по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве» РД 153-34.0-03.702-99 [25];

- При выполнении работ в действующих электроустановках предприятий различных ведомств и форм собственности персонал строительномонтажной организации должен руководствоваться правилами безопасности, по которым эксплуатируются данные электроустановки;

- На ВЛ при допуске бригады допускающий должен установить по одному заземлению на участке работы каждой бригады. К работе по установке (снятию) заземления может быть привлечен в качестве члена бригады работник из персонала строительномонтажных организаций с группой по электробезопасности не ниже III.

На участках, где выполняется строительство новых ЛЭП или демонтаж существующих необходимо вывешивать предупреждающие плакаты, устанавливать ограждения и назначать охрану. В темное время суток участке работы должны быть достаточно освещены для проведения работ.

Такой тип работ подразумевает подъем работников на высоту опоры, отсюда возникает опасность падения с конструкций опор.

Для того чтобы не допустить ушибов и ранений при падении с высоты каких-либо деталей или инструментов запрещено находиться под опорой, подъемником при производстве работ, также запрещено намерено сбрасывать предметы с высоты опоры.

При проведении монтаже электрооборудования к персоналу предъявляются следующие требования безопасности:

- Монтажник электрооборудования при самостоятельном выполнении работ на электроустановках напряжением до 1000 В должен иметь не ниже III группы по технике безопасности, а свыше 1000 В - IV группы;

- Монтажник электрооборудования должен знать сроки испытания защитных средств и приспособлений, правила эксплуатации и ухода за ними, и уметь пользоваться;

- Каждый работник имеет право на отказ без каких-либо необоснованных последствий для него от выполнения работ в случае возникновения непосредственной опасности для его жизни и здоровья;

- В процессе работы монтажник электрооборудования обязан:
 - выполнять только ту работу, которая поручена администрацией;
 - не приступать к новой (незнакомой) работе без получения от мастера инструктажа о безопасных способах ее выполнения;
 - перед снятием электрооборудования для ремонта снять напряжение в сети не менее чем в двух местах, а также удалить предохранители;

- К монтажу электрооборудования допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование, специальное обучение, практическую подготовку, а также прошедшие:

- вводный и первичный инструктажи;
- инструктаж по противопожарной безопасности;
- повторный инструктаж на рабочем месте;
- внеплановый и целевой инструктажи;
- стажировку.

- Монтажник электрооборудования в период работы должны использовать следующие средства индивидуальной защиты: костюм хлопчатобумажный, ботинки кожаные, диэлектрические перчатки и галоши, очки защитные (средства защиты с истекшим сроком службы использовать запрещается).

При работе на подстанциях классом напряжения 35 кВ и выше за безопасность отвечает эксплуатирующая организация. Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории, зданий и сооружений ПС должны быть выполнены и содержаться в исправном состоянии:

- системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, каптажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);

- сети водопровода, канализации;
- источники питьевой воды;
- пожарные проезды, подъезды к пожарным гидрантам;
- комплексы инженерно-технических средств охраны (ограждения, контрольно-пропускные пункты, посты, служебные помещения);

- системы молниезащиты и заземления.

При эксплуатации ПС должно быть обеспечено:

- ведение технической документации;
- установление зон обслуживания структурных подразделений и участков;

- распределение обязанностей персонала;
- обеспечение безопасной эксплуатации электрооборудования, зданий и сооружений;

- организацию технического освидетельствования электрооборудования, зданий и сооружений;

- организацию технического обслуживания зданий и сооружений;

- организацию технического обслуживания и ремонта технологического оборудования, средств измерений, релейной защиты и автоматики;
- организацию постоянного и периодического осмотра технического состояния электрооборудования, зданий и сооружений;
- разработку должностных инструкций персонала, в том числе проводящего техническое обслуживание и ремонт;
- организацию расследования нарушений в эксплуатации оборудования и сооружений;
- ведение учета технологических нарушений в работе оборудования;
- ведение учета выполнения профилактических противоаварийных и противопожарных мероприятий;
- организацию работы с персоналом, разработку должностных инструкций для персонала;
- организацию постоянного и периодического контроля за безопасной эксплуатацией ПС
- охрану окружающей среды при эксплуатации электроустановок;
- учет, анализ и расследование несчастных случаев, связанных с эксплуатацией электроустановок, электрооборудования, и принятие мер по устранению причин их возникновения;
- наличие в электроустановках необходимых защитных средств и инструмента, средств пожаротушения, средств оказания первой медицинской помощи;
- выполнение предписания органа исполнительной власти, уполномоченного Правительством Российской Федерации на осуществление технического контроля и надзора в электроэнергетике.

При эксплуатации трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих масляных реакторов должны выполняться условия их надежной работы.

Нагрузки, уровень напряжения, температура отдельных элементов трансформаторов (реакторов), характеристики масла и параметры изоляции должны находиться в пределах установленных норм; устройства охлаждения, регулирования напряжения, другие элементы должны содержаться в исправном состоянии в соответствии с руководством по эксплуатации заводов-изготовителей.

Перегруз электросетевого оборудования может привести к выходу его из строя или некорректной работе, что в свою очередь приведет к аварийным ситуациям на ПС. При возникновении перегруза выше допустимых значений персонал должен принять меры по их разгрузке до величины, не превышающей допустимое значение.

При эксплуатации ОРУ возможна работа с вредными для здоровья продуктами разложения элегаза и отходами необходимо использовать защитные средства: противогазы или лицевые маски, комбинезоны, пластиковые или резиновые перчатки.

На территории ОРУ не должно быть древесно-кустарниковой растительности.

11.2 Экологичность

Человек изо дня в день наносит вред окружающей среде строительством производственных предприятий, загрязнением воздуха от транспорта, утилизация вредных отходов в воду, землю, тем самым отравляя почву загрязняя океаны, моря, реки. Тем самым нарушая естественные процессы экологических систем и истощая природные ресурсы. Даже экологически чистая энергия так или иначе наносит вред окружающей среде шум от ветрогенераторов, осушения рек для создания плотин ГЭС, застройка больших площадей под строительство солнечных батарей. Поэтому вопросы экологической безопасности использования электросетевых объектов регулируются на законодательном

уровне и нормативно-технической документацией в области охраны окружающей среды.

В выбранном варианте потребуется строительство нового ПП 220 кВ, рассмотрим предъявляемые требования экологической безопасности к строительству новых электросетевых объектов для предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду.

Выбранный участок строительства не должен оказывать влияние на ареал обитания и образ жизни объектов животного мира, не препятствовать маршрутам миграции стадных животных и птиц. Также выбор должен наносить минимальный вред земельным сельскохозяйственным угодьям. Необходимо также учесть область на период строительства объекта и возможного дальнейшего расширения электросетевого объекта.

Запрещено проектирование объекта в зонах повышенного загрязнения окружающей среды, в зонах гидрометеорологических станциях, на территории заповедников и в санитарных зонах источников водоснабжения и курортов.

Также запрещено размещать объект в зонах повышенной опасности такой как, оползни, оседания или обрушения поверхности под влиянием горных разработок, селевых потоков и снежных лавин, которые могут угрожать эксплуатации ПС, на затопляемых территориях, на размываемых местах. В случаях невозможности расположения вне опасных зон необходимо обеспечить специальные мероприятия и технические решения для предотвращения ЧС, которая ставит под угрозу жизнь и здоровье обслуживающего персонала, ближайшему населенному пункту и оказывающей вред окружающей среде.

Главный вред окружающей среде от электросетевых источников наносят электрические, магнитные поля, электромагнитные помехи, а также акустические шумы. Для защиты от этих факторов необходимо предусмотреть санитарную зону объекта. Размер санитарно-защитной зоны устанавливается в за-

висимости от типа ПС (открытые, закрытые), наибольшего рабочего напряжения на основании расчетов физического воздействия на атмосферный воздух, а также результатов натуральных измерений. [24]

Для напряжения 220 кВ размер санитарной зоны составляет 25 м согласно [24]. Допустимые уровни напряженности электрического поля в населенной местности, с возможным систематическим пребыванием людей (<1,5ч в день) составляет 15 кВ/м [24], для работы персонала без защитных средств в течении рабочего дня 5 кВ/м [24].

При использовании на ПП или ПС маслонаполненного оборудования: трансформаторов, реактор, выключателей, необходимо предусмотреть емкость для сбора масла для предотвращения растекания масла по рельефу местности. Расчет маслоприемника автотрансформатора приведен в следующем разделе.

При проектировании ПС необходимо учесть место для сбора производственных отходов в соответствии с ФЗ «Об отходах производства и потребления». Производственные помещения с постоянным пребыванием рабочего персонала не должны находиться вблизи токоведущих частей, а также под ними.

При сооружении ПС учитывается допустимый уровень шума, для уменьшения уровня шума необходимо:

- размещение оборудования, создающего шум, например, насосов, компрессоров, в отдельных помещениях или отдельно стоящих зданиях, в обособленных укрытиях и боксах внутри помещений;
- максимальное удаление зданий и помещений с "шумным" оборудованием от зданий и помещений, где размещаются административно-технические службы, щиты управления и т.д.;
- размещение "шумных" помещений или "шумного" оборудования на максимальном расстоянии от границы жилой застройки.

Также на ПС 220 кВ Сквородино увеличивается трансформаторная мощность с 63 МВА до 125 МВА, допустимое расстояния для ПС с такой мощностью от жилых зданий, спальных корпусов детских учреждений, поликлиник не менее 1000 м. Таким образом нынешнее расположение ПС не удовлетворяет требованиям экологической безопасности.

Также потребуется строительство трех ЛЭП 220 кВ. Выбор трасс для строительства ВЛ должен производиться с учетом условий отчуждения земли, вырубки просек в насаждениях, комплексного использования охранной зоны и приближения к дорогам и существующим ВЛ. [24]

Перед выбором места установки опор необходимо учесть рельеф местности, ведь тип рельефа напрямую зависит на стоимость сооружения ЛЭП.

Трассы ВЛ должны прокладываться в обход мест с лавинами, карстами, оползнями, осыпями, камнепадами, селевыми потоками, переработкой берегов водоемов, зон тектонических разломов, а также мест с подземными выработками [24] .

Для улучшения экологического состояния на ВЛ должны применяться опоры стального башенного типа, стеклянные изоляторы со сниженным уровнем электромагнитных помех и с уплотнениями из кремнийорганической резины. Также при прохождении ВЛ вблизи территории курортов, пригородных зон отдыха, а также вблизи памятников истории и культуры, рекомендуются мероприятия на улучшения визуально-эстетического воздействия.

11.3 Чрезвычайные ситуации

Пожар – это неконтролируемое горение, причиняющее материальный ущерб имуществу, вред жизни и здоровью людей, интересам общества и государства.

По виду горючего пожары подразделяются на классы:

- А – пожар твердых горючих веществ и материалов;

- В - пожар горючих жидкостей или плавящихся твердых веществ и материалов;
- С – пожар газов;
- D – пожар металлов;
- Е – пожар горючих веществ и материалов электроустановок, находящихся под напряжением;
- F – пожар ядерных материалов, радиоактивных отходов и радиоактивных веществ.

Рассмотрим пожарную безопасность ПП 220 кВ, подстанция относится к III пожароопасной зоне, оборудование с горючими жидкостями с температурой вспышки 61 и более градусов Цельсия, расположены вне зданий, сооружений.

В ходе эксплуатации маслonaполненных силовых трансформаторов, для предотвращения возгорания при растекании масла должны быть выполнены маслоприемники, отвечающие следующим требованиям [25]:

- Габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т;
- Объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор (реактор);
- Маслоприемник с отводом масла выполняется в случае, если объем масла в единице маслonaполненного оборудования более 20 т;
- Маслоприемники с отводом масла могут выполняться:
 - с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;
 - без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м.

Расчет маслоприёмника с отводом масла.

Расчет произведен по методике указанной в [2].

Таблица 58 – Габариты УШР

Тип оборудования	Мощность, Мвар	Масса, кг		Габариты, мм		
		полная	масла	Длина А	Ширина В	Высота Н
УШР 220/100	100	113300	38200	9100	6500	8200

Определяем габариты маслоприемника при массе масла от 10 до 50 т, принимаем $\Delta = 1,5 \text{ м}$. Длина и ширина маслоприемника определяются по формулам:

$$A_{mn} = A_T + 2 \cdot \Delta; \quad (179)$$

$$B_{mn} = B_T + 2 \cdot \Delta; \quad (180)$$

где A_T и B_T - длина и ширина реактора соответственно, м.

$$A_{mn} = 9,1 + 2 \cdot 1,5 = 12,1 \text{ м};$$

$$B_{mn} = 6,5 + 2 \cdot 1,5 = 9,5 \text{ м};$$

Площадь маслоприемника:

$$S_{mn} = A_{mn} B_{mn}; \quad (181)$$

$$S_{mn} = 12,1 \cdot 9,5 = 114,95 \text{ м}^2;$$

Объем масла в реакторе определяется по формуле:

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{mm}}; \quad (182)$$

где M_{TM} – масса масла в ректоре, кг;

ρ_{mm} – плотность масла реактора, кг/м³.

$$V_{TM} = \frac{38200}{880} = 43,41 \text{ м}^3;$$

Глубина маслоприемника с отводом масла:

$$h_{mn} = h_{mm} + h_g + h_{zp}; \quad (183)$$

где h_{mm} – глубина маслоприемника для приема 100 % масла, м;

h_g – глубина воздушного зазора между гравием на решетки и нулевой отметки ОРУ, м (не менее 75 мм) принимаем 100 мм;

h_{zp} – толщина гравия (щебня), м (0,25 м).

Глубина маслоприемника для приема 100 % масла рассчитывается по формуле:

$$h_{mm} = \frac{V_{TM}}{S_{mn}}; \quad (184)$$

$$h_{mm} = \frac{43,41}{114,95} = 0,378 \text{ м}$$

Тогда глубина маслоприемника:

$$h_{mn} = 0,378 + 0,1 + 0,25 = 0,725 \text{ м};$$

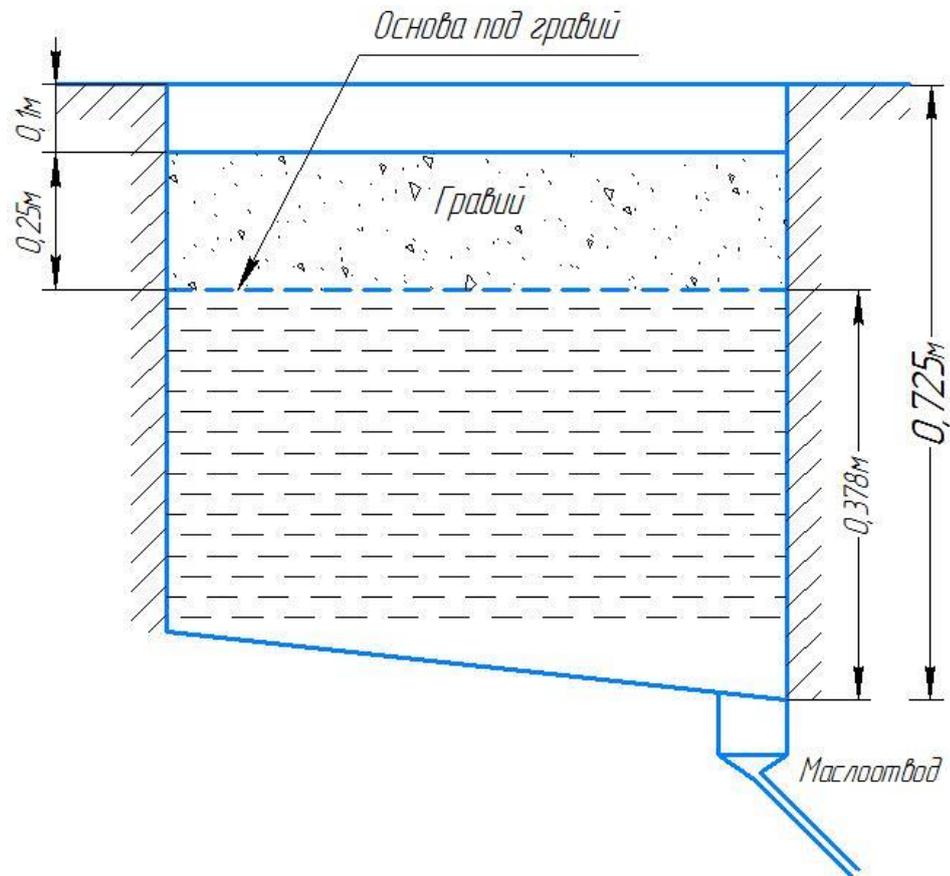


Рисунок 17 – Схема конструкции маслоприемника с отводом масла

Объем маслосборника должен составлять не менее:

$$V_{mc} \geq V_{tm} + V_{воды}; \quad (185)$$

Где объем воды равен:

$$V_{воды} = 0,8It(S_{.mn} + S_{БПТ}); \quad (186)$$

где I – интенсивность пожаротушения, л/(с·м²) ($I = 0,2$ л/(с·м²));

t – нормативное время пожаротушения, мин ($t = 30$ мин);

$S_{БПТ}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, м².

$$S_{\text{БПТ}} = 2H_m (A_m + B_m); \quad (187)$$

где H_m – высота трансформатора, м.

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot 8,2(9,1 + 6,5) = 255,84 \text{ м};$$

$$V_{\text{воды}} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 1800 \cdot (114,95 + 255,84) = 106,8 \text{ м}^3$$

Тогда объем маслосборника равен:

$$V_{\text{мс}} = 43,41 + 106,8 = 150,21 \text{ м}^3;$$

В качестве маслосборника можно использовать стандартные емкости. При это в грунте верхний уровень маслосборника должен располагаться ниже дна маслоприемника с отводом масла. Это обеспечит стекание трансформаторного масла и воды, используемой при пожаре, из маслоприемника с отводом масла в маслосборник за счет сил гравитации.

Маслонаполненное оборудование необходимо устанавливать так, чтобы отверстие защитного устройства выброса масла не было направлено на близко установленное оборудование [2].

На ПП должно находиться не менее двух эвакуационных выходов для персонала. Пути эвакуации должны исключить воздействие пожара на эвакуирующийся персонал. Подстанция должны быть оборудована пожарно-охранной сигнализацией с различаемыми тревожными сигналами.

(Авто-) трансформаторы напряжение 110 кВ и выше мощностью 63 МВА и более должны быть оснащены автоматическими установками пожаротушения. При тушении возгорания однофазных автотрансформаторов должно производиться только на повреждённые фазы.

Для тушения закрытых помещений (архивов, помещений АСУ ТП, кабельных сооружений, серверных) применяется газовое пожаротушение.

Электроснабжение автоматической противопожарной защиты осуществляется по I категории, питание происходит от 2-ух независимых источников питания.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были выполнены все поставленные задачи и цели. Из предложенных вариантов развития западного энергорайона был выбран оптимальный вариант, отвечающий всем требованиям надежности электроснабжения.

Были предложены варианты реконструкции сети и по средствам первичного анализа вариантов исключены 3 варианта, далее произведен выбор (авто-) трансформаторов, сечений линий и КУ для каждого варианта. После чего выполнено сравнения вариантов сети по технико-экономическому анализу, для наиболее экономически привлекательного варианта был произведен расчет ЧДД.

Был произведен расчет токов КЗ в максимальном и минимальном режиме. По результатам расчета ТКЗ максимального режима было выбрано оборудование переключательного пункта, которое соответствует требованиям надежности и климато-географическим условиям, обладая запасом прочности к воздействию ТКЗ. С по результатам расчёта ТКЗ в минимальном режиме были выбраны уставки срабатывания РЗ ВЛ Зейская ГЭС – ПП 220 кВ.

Рассчитано защитное заземление переключательного пункта, установлены молниеотводы на территории ПП и произведена оценка надежности молниезащиты.

Расчет нормальных и послеаварийных режимов выбранного варианта показал эффективность варианта. Значения напряжений находятся в допустимых пределах, токовая нагрузка ЛЭП не превышает допустимых значений.

В безопасность и экологичность приведены требования безопасности при эксплуатации ОРУ ПП 220 кВ, требования экологичности для энергетических объектов и произведен расчет маслоборника УШР.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Методическое пособие / А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. – Екатеринбург: Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. 52 с
- 2 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к практическим занятиям – М. : АмГУ, 2014. – 91 с.
- 3 Басманов, В.Г. Заземление и молниезащита: учеб. Пособие для вузов в двух частях. Часть 2 Молниезащита/ В.Г. Басманов – Киров: ПРИП ФГБОУ ВПО «ВятГАУ», 2012. – 246 с.
- 4 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. Профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
- 5 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: учеб.пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.
- 6 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. – Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2013.
- 7 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://www.rastrwin.ru/> - 02.06.2021.
- 8 Тимофеев, С.А. Основы выбора нелинейных ограничителей перенапряжения. Методические указания / С.А. Тимофеев – Красноярск.:Изд-во КгТУ, 2003
- 9 Правила устройства электроустановок . – 7-е изд. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 118 с.
- 10 Приказ Министерства энергетики РФ 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» // Зарегистрирован в Минюсте России 22 июля 2015 г. №38151.

11 Проектирование систем противопожарной защиты на объектах ОАО «ФСК ЕЭС». Общие технические требования, СТО 56947007-33.040.10.139-2012, ФСК ЕЭС, 2012 г.

12 РД 153-34.3-35.125-99 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений (Части 1-3. Приложения к частям 1, 2, 3) / РАО «ЕЭС России». – 2-ое издание. – Санкт-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999 год, 194 с

13 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ, СТО 56947007-29.240.30.047-2010, ФСК ЕЭС, 2010 г.

14 Рожкова, Л.Д. Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 647 с.

15 Савина, Н.В. Электроэнергетические системы и сети. Методические указания к курсовому проектированию – Благовещенск. : АмГУ, 2013. – 59 с.

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

17 Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2020 – 2026. – 272 с.

18 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2021 – 2025 годов. 2020. – 66 с.

19 Типовые технические требования к ограничителям перенапряжения классов напряжения 6-750 кВ, СТО 56947007- 29.120.50.076-2011, ФСК ЕЭС, 2011 г.

20 Федотов, В.П. Проектирование микропроцессорных защит элементов электрических сетей напряжением 110 – 220 кВ: Учебное пособие / В. П. Федотов, С. С. Старосельников, Л. А. Федотова. – Екатеринбург: Изд-во Уральского университета. 2018.

21 Электронный ресурс. – Режим доступа: <https://уровень-инфляции.рф/таблицы-инфляции-> 28.05.2021.

22 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения, СТО 56947007-29.240.30.010-2008, ФСК ЕЭС, 2007 г.

23 Приказ Министерства юстиции РФ от 14 декабря 2021 г. № 1216/20 «Об утверждении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети, оказываемые ПАО «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы», на 2021-2024 годы» // Зарегистрирован в Минюсте России 31 декабря 2021 г. №61990

24 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании, » СТО 56947007- 29.240.037-2010, ФСК ЕЭС, 2010 г

25 РД 153-34.3-03.285-2002 3. Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ / РАО «ЕЭС России». – М.: ЗАО “Издательство НЦ ЭНАС”, 2002 год официальное издание

26 ГОСТ 1516.3-96. Издания. Международная стандартная нумерация книг. – Введен впервые ; введ. 1996-04-12. – Минск : межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации ; М. : Изд-во стандартов, 1996. – 54 с.

27 Ерошенко, С.А. Расчет токов короткого замыкания в энергосистемах: Учебное пособие / С.А. Ерошенко, и др. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2019. – 104 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Схема потокораспределения зимнего максимального режима

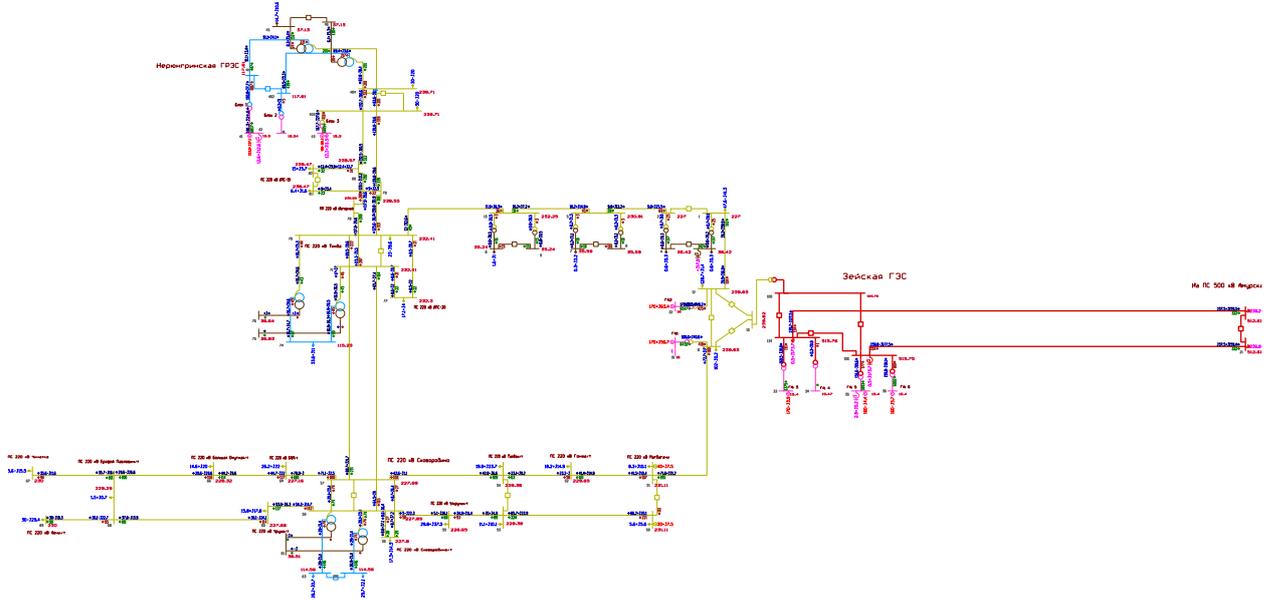
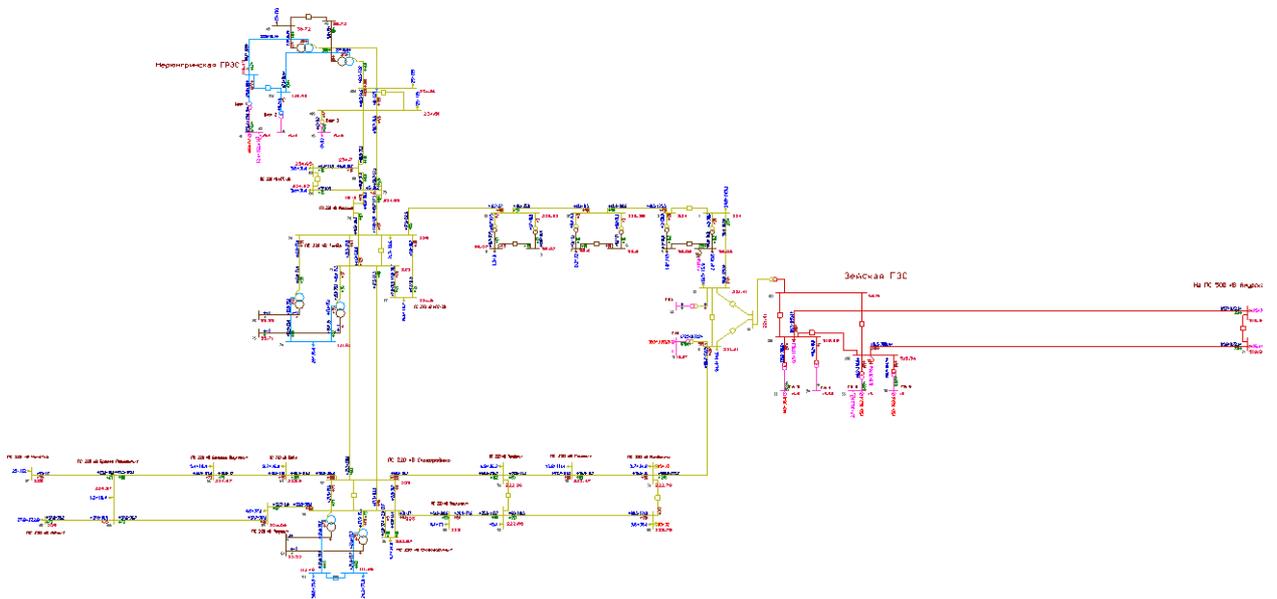


Схема потокораспределения зимнего минимального режима



Продолжение Приложения А

Схема потокораспределения летнего максимального режима

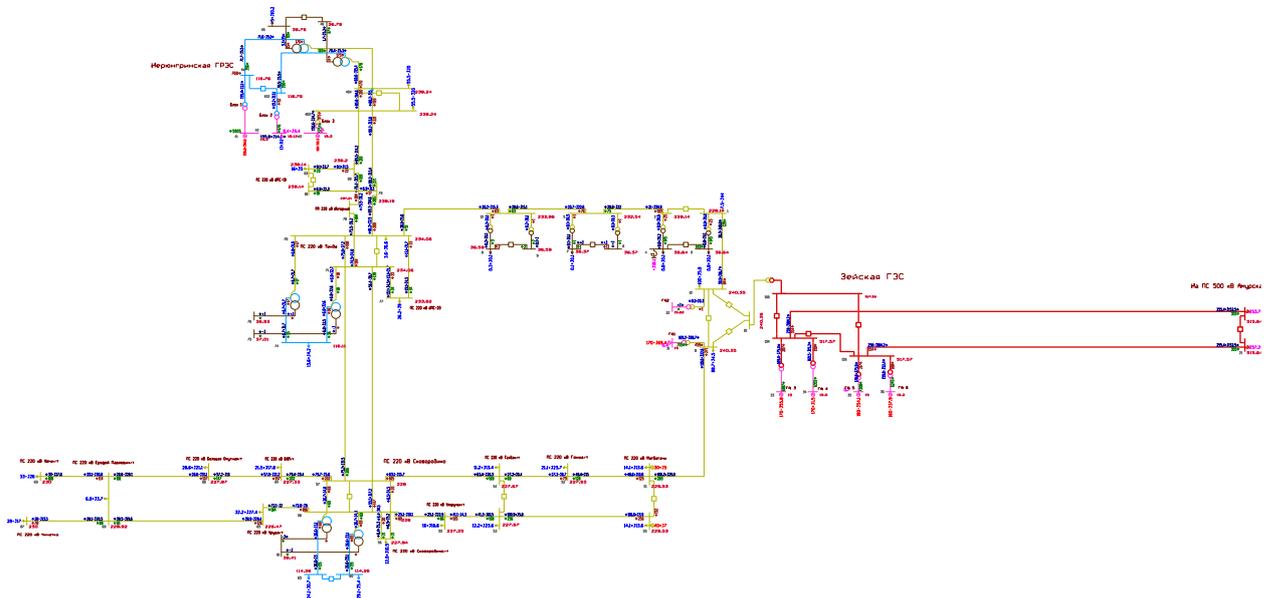
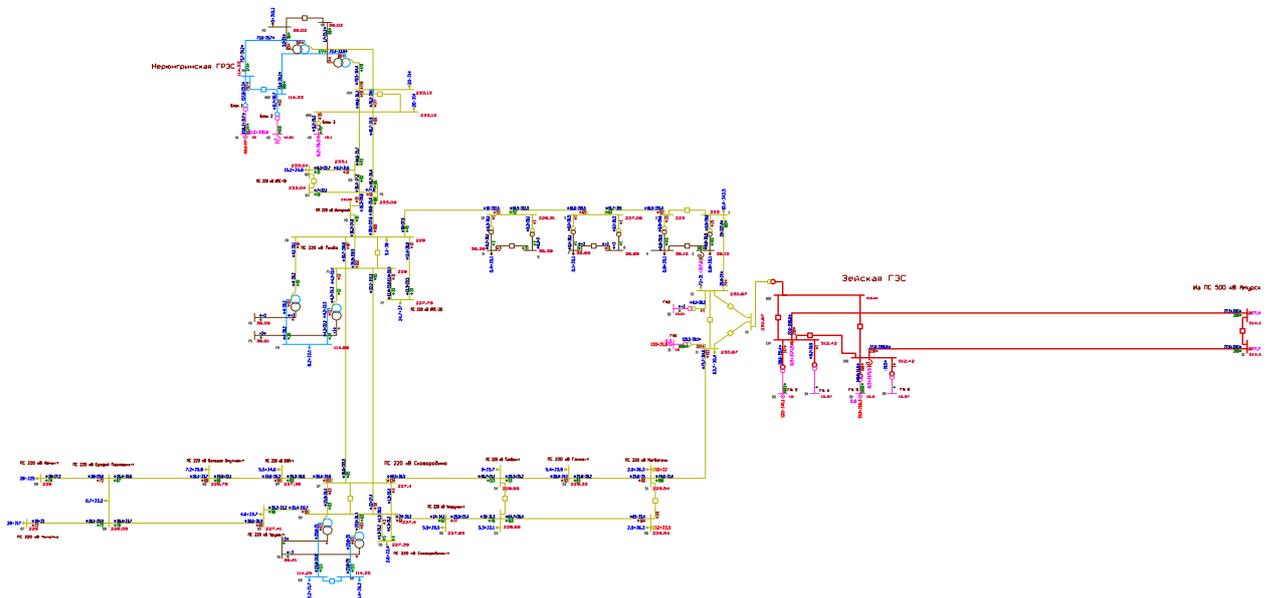


Схема потокораспределения летнего минимального режима



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица дисконтированных затрат варианта №1

Год	Коэффициент дисконтирования	Капитальные вложения, тыс.руб	Годовые издержки, тыс.руб	Дисконтированные денежные потоки, тыс.руб
1	0,91	10625346,67		9659406,06
2	0,83	10625346,67		8781278,24
3	0,75	10625346,67		7982980,22
4	0,68		2853778,53	1949169,14
5	0,62		2853778,53	1771971,94
6	0,56		2853778,53	1610883,58
7	0,51		2853778,53	1464439,62
8	0,47		2853778,53	1331308,75
9	0,42		2853778,53	1210280,68
10	0,39		2853778,53	1100255,16
11	0,35		2853778,53	1000231,97
12	0,32		2853778,53	909301,79
13	0,29		2853778,53	826637,99
14	0,26		2853778,53	751489,08
15	0,24		2853778,53	683171,89
16	0,22		2853778,53	621065,36
17	0,20		2853778,53	564604,87
18	0,18		2853778,53	513277,15
19	0,16		2853778,53	466615,59
20	0,15		2853778,53	424195,99
Дисконтированные затраты варианта №1, тыс.руб				
43622565,06				

Продолжение Приложения Б

Таблица дисконтированных затрат варианта №2

Год	Коэффициент дисконтирования	Капитальные вложения, тыс.руб	Годовые издержки, тыс.руб	Дисконтированные денежные потоки, тыс.руб
1	0,91	6794293,33		6176630,30
2	0,83	6794293,33		5615118,46
3	0,75	6794293,33		5104653,14
4	0,68		1764342,60	1205069,74
5	0,62		1764342,60	1095517,94
6	0,56		1764342,60	995925,40
7	0,51		1764342,60	905386,73
8	0,47		1764342,60	823078,85
9	0,42		1764342,60	748253,50
10	0,39		1764342,60	680230,45
11	0,35		1764342,60	618391,32
12	0,32		1764342,60	562173,93
13	0,29		1764342,60	511067,21
14	0,26		1764342,60	464606,55
15	0,24		1764342,60	422369,59
16	0,22		1764342,60	383972,36
17	0,20		1764342,60	349065,78
18	0,18		1764342,60	317332,53
19	0,16		1764342,60	288484,11
20	0,15		1764342,60	262258,29
Дисконтированные затраты варианта №2, тыс.руб				
27529586,16				

Продолжение Приложения Б

Таблица дисконтированных затрат варианта №6

Год	Коэффициент дисконтирования	Капитальные вложения, тыс.руб	Годовые издержки, тыс.руб	Дисконтированные денежные потоки, тыс.руб
1	0,91	1773613,33		1612375,76
2	0,83	1773613,33		1465796,14
3	0,75	1773613,33		1332541,95
4	0,68		473616,24	323486,27
5	0,62		473616,24	294078,43
6	0,56		473616,24	267344,02
7	0,51		473616,24	243040,02
8	0,47		473616,24	220945,47
9	0,42		473616,24	200859,52
10	0,39		473616,24	182599,56
11	0,35		473616,24	165999,60
12	0,32		473616,24	150908,73
13	0,29		473616,24	137189,76
14	0,26		473616,24	124717,96
15	0,24		473616,24	113379,96
16	0,22		473616,24	103072,69
17	0,20		473616,24	93702,45
18	0,18		473616,24	85184,04
19	0,16		473616,24	77440,04
20	0,15		473616,24	70400,04
Дисконтированные затраты варианта №6, тыс.руб				
7265062,43				

ПРИЛОЖЕНИЕ В

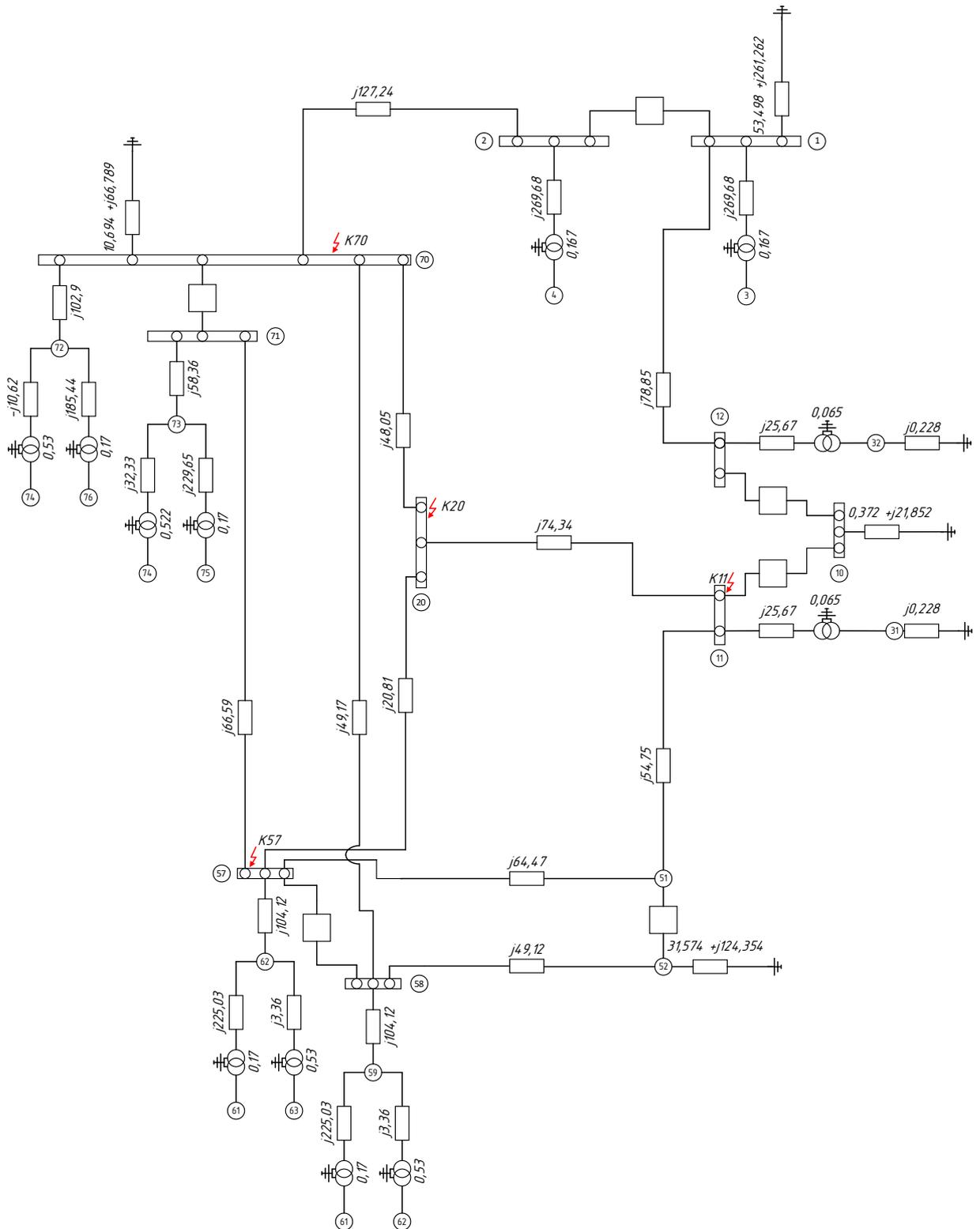
Таблица расчета ЧДД выбранного варианта

Год	Коэф-ент дисконтиро- вания	Капиталь- ные вложения, тыс.руб	Годовые из- держки, тыс.руб	Доход, тыс.руб	Дискон- тирован- ные денежные потоки, тыс.руб	ЧДД, тыс.руб
0	1,00	1773805,97	0,00	0,00	- 1773805,9	- 1773805,9
1	0,91	1773805,97	0,00	0,00	- 1612550,9	- 3386356,8
2	0,83	1773805,97	0,00	0,00	- 1465955,4	- 4852312,2
3	0,75	0,00	489931,42	2253597,6	1325068,5	- 3527243,7
4	0,68	0,00	489931,42	2253597,6	1204607,7	- 2322635,9
5	0,62	0,00	489931,42	2253597,6	1095097,9	- 1227538,0
6	0,56	0,00	489931,42	2253597,6	995543,58	-231994,5
7	0,51	0,00	489931,42	2253597,6	905039,62	673045,15
8	0,47	0,00	489931,42	2253597,6	822763,29	1495808,4
9	0,42	0,00	489931,42	2253597,6	747966,62	2243775,1
10	0,39	0,00	489931,42	2253597,6	679969,66	292374,72
11	0,35	0,00	489931,42	2253597,6	618154,24	3541898,9
12	0,32	0,00	489931,42	2253597,6	561958,40	4103857,4
13	0,29	0,00	489931,42	2253597,6	510871,27	4614728,6
14	0,26	0,00	489931,42	2253597,6	464428,43	5079157,1
15	0,24	0,00	489931,42	2253597,6	422207,66	5501364,7

Год	Коэф-ент дисконтиро- вания	Капиталь- ные вложения, тыс.руб	Годовые из- держки, тыс.руб	Доход, тыс.руб	Дискон- тирован- ные денежные потоки, тыс.руб	ЧДД, тыс.руб
16	0,22	0,00	489931,42	2253597,6	383825,15	5885189,8
17	0,20	0,00	489931,42	2253597,6	348931,95	6234121,8
18	0,18	0,00	489931,42	2253597,6	317210,86	6551332,7
19	0,16	0,00	489931,42	2253597,6	288373,51	6839706,2
20	0,15	0,00	489931,42	2253597,6	262157,74	7101863,9

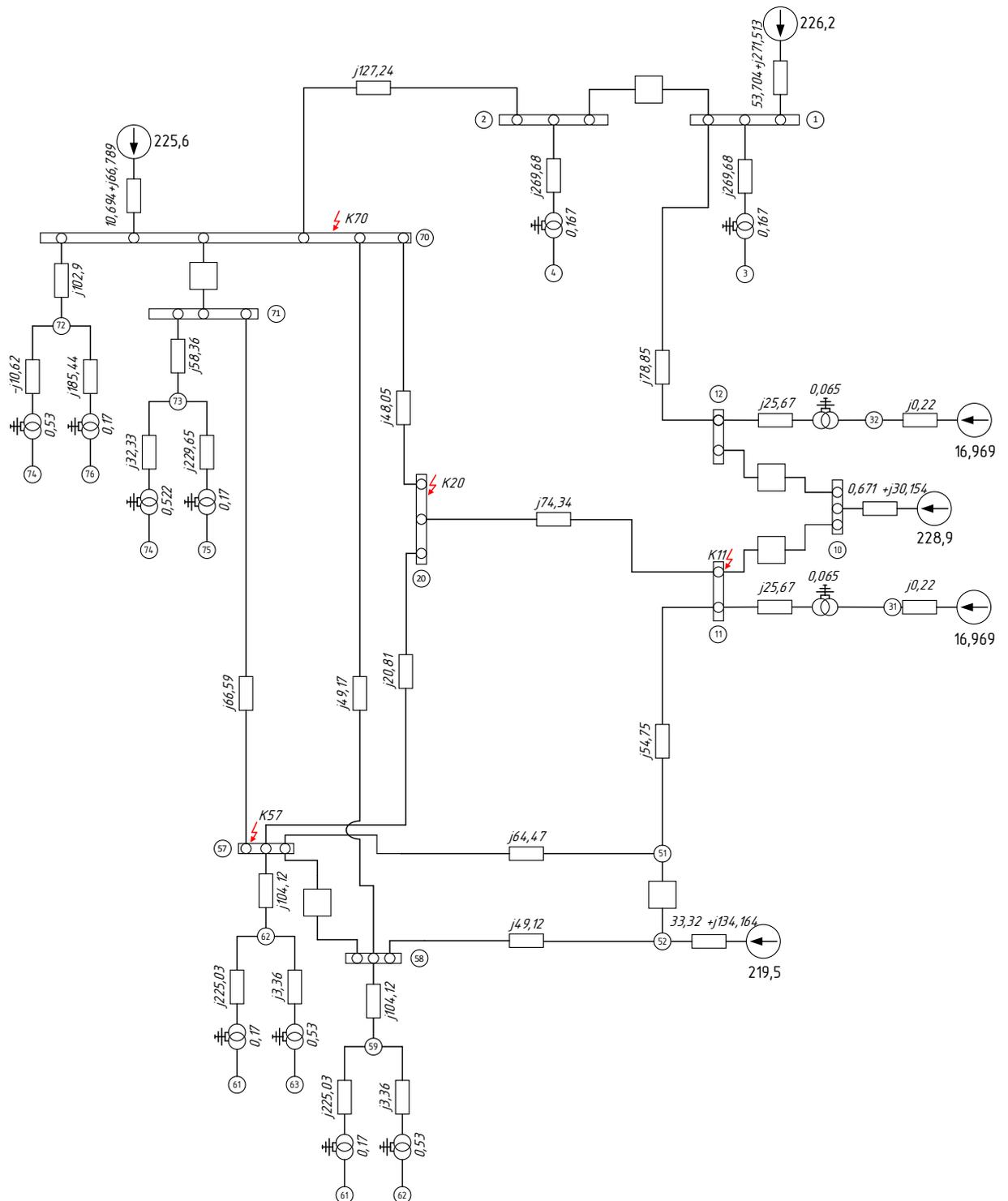
Продолжение Приложения Г

Схема замещения для расчета ТКЗ в максимальном режиме обратной последовательности



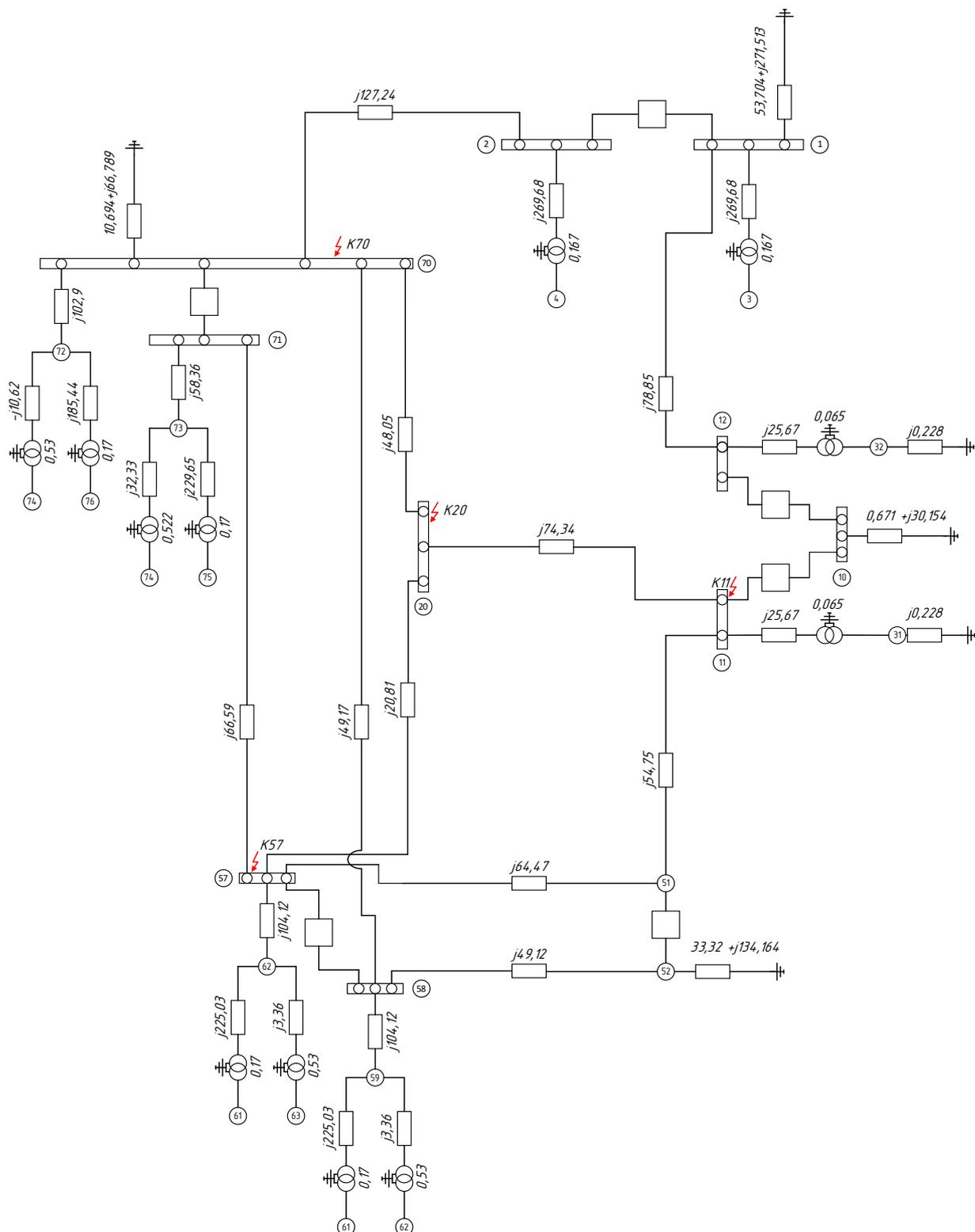
Продолжение Приложения Г

Схема замещения для расчета ТКЗ в минимальном режиме прямой последовательности



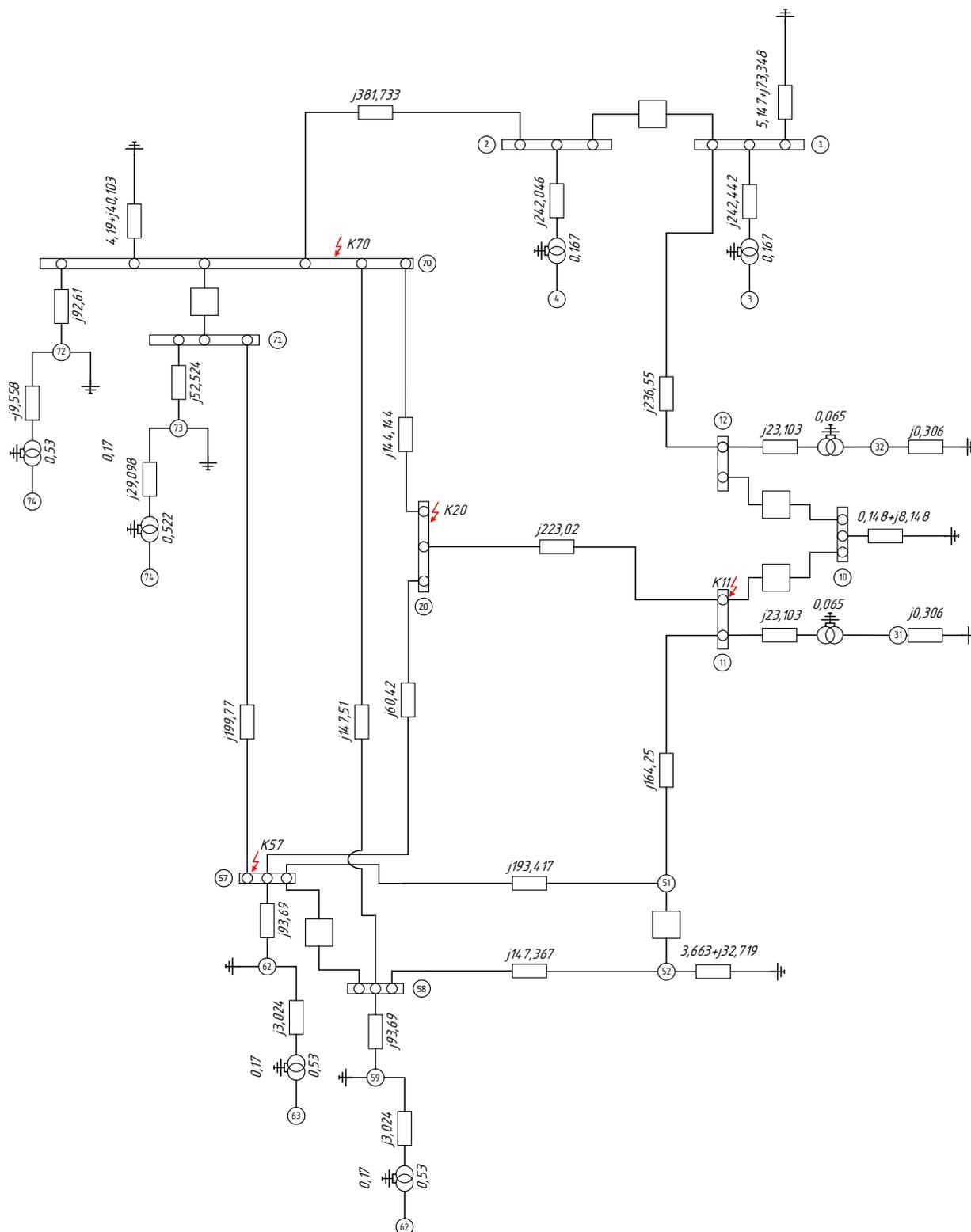
Продолжение Приложения Г

Схема замещения для расчета ТКЗ в минимальном режиме обратной последовательности



Продолжение Приложения Г

Схема замещения для расчета ТКЗ в минимальном режиме нулевой последовательности



ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Схема потокораспределения варианта реконструкции в зимнем максимальном режиме

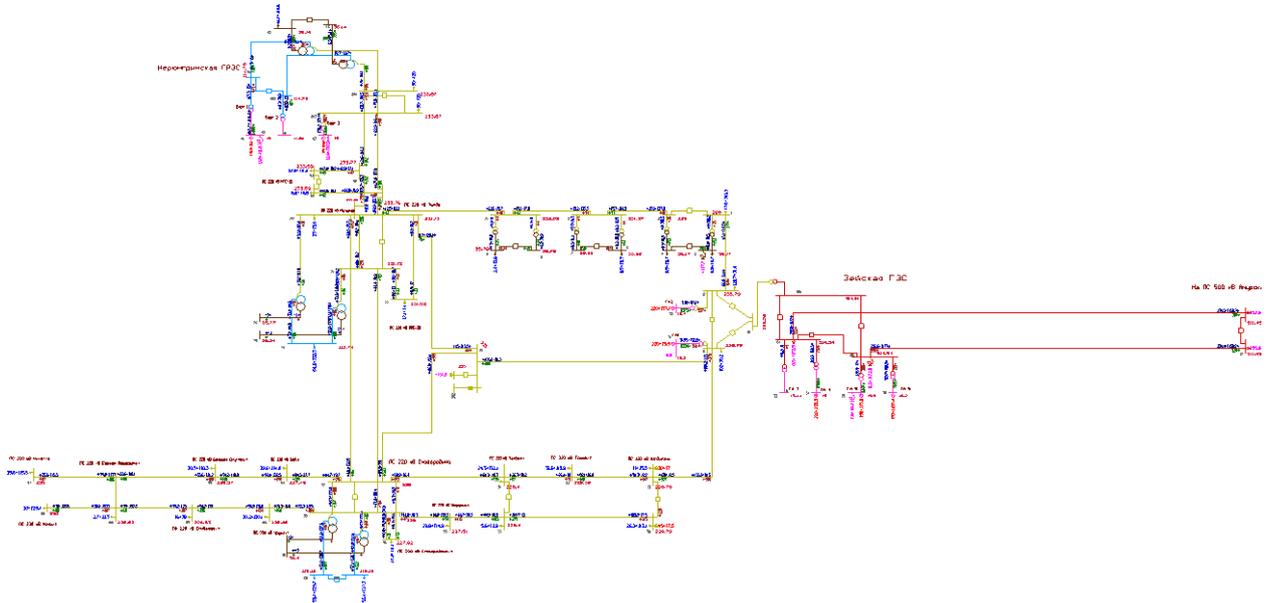


Схема потокораспределения варианта реконструкции в зимнем минимальном режиме

