


Министерство образования и науки 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 –
Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
И.о. зав. кафедрой
 Н.В. Савина
« 18 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие электрических сетей филиала ПАО ФСК ЕЭС «Амурское
предприятие магистральных электрических сетей » в связи с реконструкцией
подстанции Белогорск

Исполнитель
студент группы 442063

 15.06.2018
(подпись, дата)

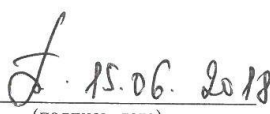
М.Н. Николаева

Руководитель
профессор, доктор техн. наук

 15.06.2018
(подпись, дата)


Ю.В. Мясоедов

Консультанты:
безопасность и
экологичность
доцент, канд. техн. наук

 15.06.2018
(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук

 (подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2018

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 26 » 03

2018г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Николаевой Марии Николаевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие электрических сетей филиала ПАО ФСК ЕЭС «Амурское предприятие магистральных сетей» в связи с реконструкцией подстанции Белогорск

(утверждена приказом от 12.03.2018 № 573-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 8.06.2018

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема на Белогорск; данные об оборудовании на подстанции; нагрузки и напряжения по подстанции в балансовой схеме

4. Содержание выпускной квалификационной работе (перечень подлежащих разработке вопросов): 1) Анализ существующих электрических сетей Белогорского района Амурской области. 2) Разработка вариантов выполнения подстанции Белогорск в балансовой схеме Белогорского РЭС

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) однолинейная электрическая схема сети; план и разрез ПС Белогорск РЧ 220кВ

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


7. Дата выдачи задания 26.03.2018

Руководитель выпускной квалификационной работы:

Мясоедов Ю. В., профессор, канд. техн. наук

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

Задание принял к исполнению (дата):


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 158 с., 2 рисунка, 37 таблиц, 28 источников, 3 приложения.

РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ОПОРЫ, РАСЧЕТ РЕЖИМА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИИ И ТРАНСФОРМАТОРА, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В выпускной квалификационной работе были предложены варианты замены РУ ВН и выбран наиболее оптимальный. Для подключения новых линий была произведена реконструкция подстанции, выбрано современное оборудование, релейная защита и была произведена разработка молниезащиты и заземления. Были рассчитаны токи короткого замыкания, чтобы выбрать основное электрооборудование. Описаны конструктивное исполнение новой линии, выбраны опоры и линейная арматура.

И завершающим шагом является расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов.

При реализации проекта были использованы программно-вычислительные комплексы: Microsoft Word 2010, Microsoft Excel 2010, Microsoft Visio 2010, RastrWin3, Mathcad15.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Анализ состояния электрических сетей Белогорского района Амурской области	9
1.1 Климатическая и географическая характеристика района строительства	9
1.1.1 Климатическая характеристика района строительства	9
1.1.2 Характеристика рельефа	10
1.3 Характеристика источников питания района	11
1.4 Характеристика электрических сетей района	13
1.5 Расчет и анализ существующих режимов	17
1.5.1 Расчет нормального режима (зимний максимум)	19
1.5.2 Расчет нормального режима (летний минимум)	24
1.5.3 Расчет послеаварийного режима	26
1.5.4 Анализ режимов	28
2 Разработка вариантов включения подстанции Белогорск в электрическую сеть Белогорского РЭС	30
2.1 Краткая характеристика развития электрических сетей	30
2.2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	30
2.3 Компенсация реактивной мощности	33
2.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	36
2.5 Выбор сечения линий электропередачи	38
3 Разработка однолинейных схем РУ ВН реконструируемых ПС	42
4 Расчет токов короткого замыкания	44
5 Реконструкция РУ ВН ПС Белогорск	52
5.1 Конструктивное исполнение ПС	52
5.2 Выбор и проверка выключателей	52
5.3 Выбор и проверка разъединителей	56

5.4. Выбор и проверка ошиновки и изоляторов РУ ВН	58
5.5 Выбор и проверка трансформаторов тока	63
5.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	67
5.7 Разработка заземления и молниезащиты РУ ВН ПС	69
5.7.1 Конструктивное исполнение заземления ПС и определение его стационарного и импульсного сопротивления	69
5.7.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	75
5.7.3 Выбор и проверка ОПН	78
6 Конструктивное исполнение новых воздушных линий	82
6.1 Конструкция провода	82
6.2 Выбор опор	83
6.3 Выбор и проверка изоляции ВЛ	85
6.4 Выбор линейной арматуры	86
6.5 Заземление ВЛ	87
7 Релейная защита и автоматика	89
7.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики при развитии электрической сети	89
7.2 Релейная защита новой ВЛ	90
7.2.1 Токовая отсечка для линии с двухсторонним питанием	93
7.2.2 Дистанционная защита линии	93
8 Противоаварийная автоматика	100
8.1 Устройство резервирования при отказе выключателя	100
8.1.1 Выбор тока срабатывания УРОВ	100
8.1.2 Выбор выдержки времени срабатывания УРОВ	101
8.1.3 Выбор действия УРОВ на себя	102
8.2 Шкаф отбора напряжения (ШОН)	102
8.3 Автоматическое повторное включение	102
8.4 Автоматическое включение резервного питания	104
9 Расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети	107

9.1. Выбор эквивалента сети для расчета	107
9.2. Выбор и характеристика ПВК для расчета режима	107
9.3 Расчет максимального режима и его анализ	108
9.4 Расчет минимального режима и его анализ	111
9.5 Расчет характерных послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ	113
9.6 Управление потоками реактивной мощности и регулирование напряжения в сети	116
10 Расчет капиталовложений в энергетический объект	119
10.1 Капиталовложение в подстанцию	119
10.2 Расчёт эксплуатационных издержек	121
10.3 Основные технико-экономические показатели проекта	125
11 Безопасность и экологичность сооружения вл	127
11.1 Безопасность	127
11.2 Экологичность	128
11.2.1 Расчет санитарно-защитной зоны по шуму для подстанции	132
11.3 Чрезвычайные ситуации	137
Заключение	141
Библиографический список	142
Приложение А Расчет молниезащиты	143
Приложение Б Расчет уставок релейной защиты	153
Приложение В Расчет капиталовложений	155

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия

ВН – высокое напряжение

ВПТ – вставка постоянного тока

КВЛ – кабельно-воздушная линия

КЗ – короткое замыкание

КРУ – комплектное распределительное устройство

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный

ОРУ – открытое распределительное устройство

ОЭС – Объединенная энергетическая система

ПВК – программно-вычислительный комплекс

ПС – подстанция

РЗА – релейная защита и автоматика

СН – собственные нужды

ТН – трансформатор напряжения

ТТ – трансформатор тока

УШР – управляемый шунтирующий реактор

ШР – шунтирующий реактор

ВВЕДЕНИЕ

В энергетической программе Российской Федерации сформулированы важнейшие задачи развития энергетической промышленности путем интенсификации и повышения эффективности производства на базе ускорения научно-технического прогресса.

С целью надежного и гарантируемого питания потребителей предусматривают повышение уровня (качества) проектно-конструкторских работ, использование и рациональную эксплуатацию высоконадежного электрооборудования, внедрение микропроцессорных систем телемеханики, релейной защиты и автоматики, волоконно-оптических линий связи, уменьшение непроизводственных расходов на выработку, передачу и распределение электроэнергии.

При этом необходимо снижение себестоимости электроэнергии до минимальной при соблюдении всех правил и норм проектирования, монтажа, эксплуатации и, прежде всего, требований к качеству электрической энергии, т.е. к постоянству (допустимым отклонениям и колебаниям) частоты и напряжения, симметричности и синусоидальности токов и напряжений так как всякое отклонение от норм ГОСТ 32144-2013 ведет к ухудшению работы электроприемников, уменьшению срока их службы, выходу их из работы, к ложной работе или отказам устройств релейной защиты, автоматики,. Все это снижает надежность электроснабжения потребителей, являющуюся одним из важнейших показателей электроэнергетических систем (сетей, подстанций), так как любое отключение электроэнергии – плановое (для ревизии и ремонта) и, особенно неожиданное, аварийное приносит огромный ущерб потребителям и самой энергоснабжающей организации. Поэтому необходимо применять эффективные и экономически целесообразные меры как по обеспечению требуемого качества электроэнергии, так и по обеспечению надежности.

Кроме этого энергетические объекты должны удовлетворять требованиям техники безопасности и охраны окружающей среды (экологичности), а также

обладать средствами для обнаружения, локализации и ликвидации последствий возможных чрезвычайных ситуаций (взрывов, пожаров и т.п.).

Подстанция «Белогорск 220/110/35/10 кВ» входит в ОЭС Востока и расположена в центральной части амурской области в городе Белогорск.

Реконструируемая подстанция 220/110/35/10 кВ Белогорск предназначена для электроснабжения промышленных и сельскохозяйственных потребителей Белогорского района Амурской области.

В связи со строительством новых подстанций и росту электрических нагрузок в районе, потребуется изменение конфигурации электрической сети 220 кВ. При этом, понадобится модернизировать ОРУ 220 кВ ПС Белогорск, для увеличения надежности и бесперебойности электроснабжения.

Цель данного дипломного проекта развитие электрических сетей в связи с реконструкцией ПС Белогорск.

Задачи, рассматриваемые в данном дипломном проекте: развитие электрической сети, реконструкция ПС Белогорск.

Пути решения: реконструкция электрической сети, расчет режимов, расчет токов КЗ рассматриваемой электрической системы сети, выбор оборудования для ОРУ 220 кВ; расчет уставок релейных защит и автоматики подходящих и отходящих линий. Так же рассмотрены вопросы надежности, безопасности труда.

При реализации проекта были использованы: Microsoft Word 2010, Microsoft Excel 2010, Microsoft Visio 2010, RastrWin3, Mathcad15, схемы Амурской электрической сети 220-110-35 кВ и ПС Белогорск на 2020-2025 гг.; электрические нагрузки и уровни токов короткого замыкания на шинах подстанции к 2020 году, а также проект развития Амурской энергосистемы на 2020 г. с учетом перспективы до 2025 г.

Ожидаемая экономическая эффективность проекта: инженерно-грамотная реконструкция ПС Белогорск, позволяющая снизить потери в электрической сети, повысить качество электроснабжения потребителей и надежность.

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ И ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА ВЛ

1.1 Климатическая характеристика района строительства ВЛ

Климат в Белогорске резко континентальный, что выражается в больших годовых (45-50°) и суточных (до 20°) колебаниях температур воздуха и резком преобладании летних осадков. Зимой - холодные сухие массы воздуха, преобладающее направление ветров – северо-западное. Первая половина зимы (конец ноября – начало декабря) довольно неустойчива. Пасмурная погода сменяется ясной. Холодные северо-западные ветра господствуют до марта. Зимние типы погоды характеризуются мало снежностью и сильными морозами. Лето тёплое и влажное. Туманы обильны, особенно в первую половину лета. Летние муссонные дожди возникают обычно в июле и увеличиваются к началу августа. Дожди приводят к сильным разливам рек и составляют 60 – 70 % годового количества.

Средняя температура января -27,1° С, июля +21,1°С. Абсолютный минимум зафиксирован на отметке -45,6 градусов приходится на январь и февраль. Абсолютный максимум 40 °С.

Территория города относится к зоне умеренного увлажнения: среднегодовое количество осадков составляет 480 мм, максимальное количество осадков приходится на июль, минимальное – на февраль. Ветровой режим характеризуется преобладанием в течение года ветров северного, северо-западного направлений, летом преобладают ветры южных, южно-восточных направлений.

В летний и зимний периоды наблюдаются туманы, среднегодовая продолжительность туманов составляет 72 часа, преимущественно летом и зимой.

Интенсивность пляски проводов – умеренная. Среднегодовая продолжительность гроз – 52 часов.

Основные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Показатели
Район по гололеду	II
Район по ветровому давлению	III
Зона влажности района	нормальная
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	52
Степень загрязнения атмосферы	III
Температуры воздуха:	
Среднегодовая, °С	плюс 0,3
Минимальная, °С	минус 54
Максимальная, °С	плюс 35
Наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, °С	минус 37
При гололедно-изморезевых отложениях, °С	минус 10
При ветре	минус 10

1.2 Характеристика рельефа

В северной части Амурской области преобладают горы, в южной части – равнины. Большинство горных хребтов области низко- и средневысотные, их склоны пологие, а вершины округлые. Равнины занимают около 40% территории области, остальная ее часть занята горными хребтами. Наибольшие высоты

находятся на северо-востоке в Становом хребте (2312м), самое низкое место на юге-востоке – в долине Амура (86м).

Район расположен на западе Зейско-Буреинской равнины, граничит на севере с Серышевским, на востоке и юго-востоке — с Ромненским, на юге — с Ивановским, на западе, по реке Зее — с Благовещенским районами.

В рельефе территория района занимает обширную часть низменной равнины, средние отметки которой не превышают высоты 300 метров.

Карта Белогорского района отражает хорошо развитую транспортную доступность района. Территорию района пересекает Транссибирская железная дорога, которая имеет крупный узел в Белогорске. Автомобильное сообщение осуществляется с помощью федеральной трассы, маршрут которой пролегает от Читы до Хабаровска.

Таблицы 2 – Тип грунта на ПС

Подстанция	Тип грунта	Удельное электрическое сопротивление ρ , Ом/м
Белогорск	песок гравелистый	400-1000
Амурская	суглинок	40-150
Белогорск/т	песок гравелистый	400-1000
Короли/т	песок гравелистый	400-1000

1.3 Характеристика источников питания района

Подстанция Белогорск взаимосвязана с Зейская ГЭС и Буреинской ГЭС.

Зейская ГЭС расположена в городе Зея Амурской области.

Установленная мощность данной станции – 1330 МВт. Строительство ГЭС началось в 1964 году, закончилось в 1980 году.

На Зейской ГЭС установлены генераторы марки – 6 × СВ-1130/220-44ХЛ4. Мощность генераторов – 4 × 225, 2 × 215 МВт. Генераторное напряжение – 15,75 кВ.

Главная электрическая схема ГЭС построена следующим образом: два гидрогенератора (№1 и №2) соединены в блоки с повышающими трансфор-

моторами типа ТЦ-250000/220 и ТНЕРЕ-265000/242 и выдают мощность на напряжении 220 кВ, и четыре гидрогенератора (г№3 - г№6) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/500 и ТНЕРЕ-265000/525 для выдачи мощности на напряжении 500 кВ. Последние попарно объединены в укрупненные блоки (3ГТ-4ГТ и 5ГТ-6ГТ).

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 автотрансформаторов типа АОДЦТН-167000/500/220-75-У1, имеющих резервную фазу.

Зейская ГЭС связана с Дальневосточной энергосистемой двумя линиями 500 кВ через ПС «Амурская» Л-501 и Л-502. Связь с хабаровской энергосистемой по линиям 500 кВ идёт через шины Бурейской ГЭС.

Бурейской ГЭС расположена на реке Бурее, в Амурской области у посёлка Талакан.

Гидроузел предназначен для энергоснабжения развивающейся промышленности Дальнего Востока.

Установленная мощность данной станции – 2010 МВт. Строительство ГЭС началось в 1978 году, год ввода агрегатов 2003-2007, а официальное завершение строительства было в 2009 году.

На Бурейской ГЭС установлены генераторы марки – 6 × СВ 1313/265-48УХЛ4. Мощность генераторов – 6 × 335. Установлено 6 радиально-осевых турбин типа РО140/0942-В-625. Расход через турбины 6×359,7 м³/с.

Для выдачи мощности гидроагрегатов № 1 и № 2 установлены трансформаторы ТДЦ-400000/220, а для остальных четырёх — ТДЦ-400000/500. Первые два гидроагрегата подсоединены к системе шин 220 кВ, другие присоединены попарно к системе шин 500 кВ. Трансформаторы расположены в

пазухе плотины. Генераторы подключаются к трансформаторам посредством элегазовых генераторных выключателей.

После повышения напряжения электроэнергия подаётся с трансформаторов на ОРУ-220 кВ и на КРУЭ-500 кВ. Производимая гидроагрегатами № 1 и 2 электроэнергия, проходя по воздушным линиям, подаётся на ОРУ. Открытое распределительное устройство расположено на скальном основании и насыпной песчано-гравийной подушке толщиной около 5 метров, что позволяет выдерживать землетрясение до 8 баллов. На ОРУ установлены баковые элегазовые выключатели типа ВГБУМ 220 со встроенными трансформаторами тока, разъединители типа РГН-220, индуктивные антирезонансные трансформаторы напряжения типа НАМИ.

Электрическая энергия от остальных четырёх гидроагрегатов, проходя по двум силовым кабелям 500 кВ в оболочке из сшитого полиэтилена длиной 850 м и диаметром 128 мм через 340-метровый тоннель и 150-метровую шахту, прорубленные в скале, подаётся на КРУЭ-500 кВ, которое было впервые установлено в России. КРУЭ-500 кВ представляет собой ангар 18×90 м, что много меньше планировавшегося ранее ОРУ-500. Для связи между ОРУ и КРУЭ установлено 4 трансформатора АОДЦТН-167000/500/220.

Электрическая энергия, производимая Бурейской ГЭС, выдаётся в энергосистему Дальнего Востока России по двум линиям электропередачи 220 кВ Бурейская ГЭС — Талакан 1, Талакан 2 (тупиковые) и Бурейская ГЭС — Завитая 1, Завитая 2 (транзитные) и по трем линиям электропередачи 500 кВ Бурейская ГЭС — Амурская 1, Бурейская ГЭС — Хабаровская 1 и Бурейская ГЭС — Хабаровская 2.

1.4 Характеристика электрических сетей района

Подстанция 220 кВ «Белогорск» мощностью 126 МВА, осуществляет прием, распределение и передачу электроэнергии на напряжение 220, 110, 35 кВ К шинам 220 кВ подсоединены следующие линии:

- отпаячная ВЛ, АС-240, длиной 70,6 км, идущая от ПС «Амурская»;
- отпаячная ВЛ АС-300, длиной 8,96 км, идущая на ПС «Белогорск/т»;

-отпаячная ВЛ, АС-240, длиной 63,14 км, идущая от ПС «Свободный»;

- отпаячная ВЛ, АС-300, длиной 68,8 км, идущая от ПС «Короли/т»;

От шин 110 кВ отходят следующие линии:

-одноцепная ВЛ, АС-95, длиной 27,9 км, идущая на ПС «Серышево»;

-одноцепная ВЛ, АС-95, длиной 20,6 км, идущая на ПС «Возжаевка»;

-одноцепная ВЛ, АС-95, длиной 18 км, идущая на ПС «Некрасовка»;

-одноцепная ВЛ, АС-120, длиной 66 км, идущая на ПС «Среднебелая»;

От шин 35 кВ отходят следующие линии:

- одноцепная ВЛ, АС-120, длиной 14,6 км, идущая на ПС «Амурсельиааш»;

- одноцепная ВЛ, АС-120, длиной 3,5 км, идущая на ПС «Промышленная»;

- одноцепная ВЛ, АС-95, длиной 3 км, идущая на ПС «Васильевка»;

- одноцепная ВЛ, АС-50, длиной 22,3 км, идущая на ПС «Новосергеевка»;

- одноцепная ВЛ, АС-70, длиной 1,5 км, идущая на ПС «Державинка»;

- одноцепная ВЛ, АС-95, длиной 9,5 км, идущая на ПС «Пригородная»;

- одноцепная ВЛ, АС-70, длиной 5,2 км, идущая на ПС «Бочкаревка»;

- одноцепная ВЛ, АС-240, длиной 17,8 км, идущая на ПС «Нагорная».

На ПС «Белогорск» сторона 220 кВ выполнена по схеме 5АН – мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов. Данная схема применяется на проходных двухтрансформаторных ПС с двусторонним питанием при необходимости сохранения транзита при КЗ (повреждении) в трансформаторе, при необходимости отключения одного из трансформаторов в течение суток (неравномерный график нагрузок). При КЗ на питающей линии происходит отключение трансформатора и секционного выключателя. Транзит при этом

нарушается, а потребители, питающиеся от данного трансформатора, переводятся на другую секцию, т.е. питание самой подстанции сохраняется.

На ПС 220 кВ установлено два автотрансформатора АДЦТН-63000/220/110/35 (расшифровывается как автотрансформатор трехфазный с принудительной циркуляцией воздуха и масла с ненаправленным потоком масла, трехобмоточный, с устройством РПН) и два силовых трансформатора с диспетчерским наименованием Т-3 и Т-4 типа ТДТН-40000/220 (расшифровывается как трансформатор трехфазный трехобмоточный с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, с устройством РПН).

Автотрансформатор АТ-1 был введен в эксплуатацию в 1983 году. Автотрансформатор АТ-2 введен в 1981 году, . На АТ-1 и АТ-2 установлено устройство РПН .Место установки – СН.

Трансформатор Т-3 введен в эксплуатацию в 1971 году, трансформатор Т-4 введен в эксплуатацию в 1985 году. На Т-3 и Т-4 установлено устройство РПН и ПБВ .Место установки – СН, НН.

Масляные выключатели У-220М-1000-2000-25У1, для подключения линий Амурская-короли/т и Амурская-Белогорск/т.

В-220 ВЛ Короли/т введен в работу в 1980г. В-220 ВЛ Белогорск/т. введен в работу в 1973г

Секционный выключатель марки У-220М-2000-25У1 был введен в работу в 1985г

Сторона 110 кВ выполнена по схеме 13Н- Две секционированные системы шин с обходной. Допускается применять данную схему при пяти и более присоединениях в РУ 110—220 кВ из герметизированных ячеек с элегазовой изоляцией, а также в РУ 110 кВ с выкатными выключателями при условии возможности замены выключателей в эксплуатационный период. В сетях 10(6) кВ эта схема имеет преимущество. По сравнению с одиночной несекционированной системой шин данная схема имеет более высокую надежность, так как при коротком замыкании на сборных шинах отключается

только одна секция шин, вторая остается в работе. Схема с одной секционированной выключателем и обходной системами шин позволяет проводить ревизию и ремонт выключателей без отключения присоединения. В нормальном режиме обходная система шин находится без напряжения, разъединители, соединяющие линии и трансформаторы с обходной системой шин, отключены.

На РУ 110 кВ установлено семь масляных выключателей МКП-110М-1000/630-20У1. Были введены в эксплуатацию в 1981 году.

Страна 35 и 10 кВ выполнена по схеме 9-Одна рабочая секционированная выключателем система шин. Схема с одной секционированной выключателем системой шин (рис. 3.4.3) позволяет частично устранить перечисленные выше недостатки предыдущей схемы путем секционирования системы шин, т. е. разделения системы шин на части с установкой в точках деления секционных выключателей. Секционирование, как правило, выполняется так, чтобы каждая секция шин получала питание от разных источников питания. Число присоединений и нагрузка на секциях шин должны быть по возможности равными.

В нормальном режиме секционный выключатель может быть включен (параллельная работа секций шин) или отключен (раздельная работа секций шин). В системах электроснабжения промышленных предприятий и городов предусматривается обычно раздельная работа секций шин. Данная схема проста, наглядна, экономична, обладает достаточно высокой надежностью, широко применяется в промышленных и городских сетях для электроснабжения потребителей любой категории на напряжениях до 35 кВ включительно.

Существующая схема не обеспечивает требуемые передачи мощности, соответственно требуется подключение еще двух линий.

Существующая схема электрической сети, с точки зрения потерь и уровня напряжения, не всегда отвечает предъявленным требованиям, поэтому необходимо рассмотреть вопросы о подключении еще двух новых линий, с

целью снизить потери, повысить качество надежности электроснабжения и оптимизировать уровни напряжения в узлах и перетоки реактивной мощности.

1.5 Расчет и анализ существующих режимов

Режимом электроэнергетической системы называется её состояние, определяемое параметрами в заданный момент времени. Расчет режимов работы является важной частью проектирования электрических сетей. По результатам расчета можно получить параметры режима, такие как, перетоки активной и реактивной мощности, потери в элементах сети, уровни напряжения и т.д.

Проанализировав результаты расчета различных режимов (нормальных, ремонтных, послеаварийных), можно заранее определить слабые места в сети при различных ситуациях и обеспечить надежное и бесперебойное питание потребителей.

В данной бакалаврской работе для расчета режимов использован ПВК RastrWin 3. Чтобы рассчитать режим в ПВК, необходимо рассчитать параметры линии, трансформаторов, нагрузки и т.д.

Активные сопротивления линий для режима зимнего максимума определяются с учетом температуры [10]:

$$r_{0,t} = r_0 \cdot [1 + \alpha_T \cdot (t - 20)], \quad (1)$$

$$R_{ВЛ} = r_{0,t} \cdot l_{ВЛ}, \quad (2)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление 1 км линии, Ом/км;

$r_{0,t}$ – удельное активное сопротивление при температуре, равной t ;

α_T – температурный коэффициент, равный 0,004 для проводов АС, и 0,0043 для медных проводов.

$l_{ВЛ}$ – длина линии, км.

Для режима летнего минимума:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (3)$$

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (4)$$

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП (зарядная мощность), моделируется реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (5)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Трансформаторы вводятся в схему замещения сопротивлением каждой ступени напряжения, активной и реактивной проводимостями.

Коэффициенты трансформации для трехобмоточного трансформатора рассчитываются по формулам [10]:

$$K_{TH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \quad (6)$$

$$K_{TC} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}} \quad (7)$$

$$K_{TB} = \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1 \quad (8)$$

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

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

Реактивные проводимости трансформаторов вычисляются по формулам:

$$B_T = \frac{\Delta Q_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (9)$$

где ΔQ_{XX} – реактивные потери холостого хода, кВар.

$$G_T = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{BH}^2} \cdot 10^3, \quad (10)$$

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

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

Балансирующий узел задается заданным модулем напряжения.

1.5.1 Расчет нормального режима (зимний максимум)

Расчёт нормального режима производится для оценки возможности качественного электроснабжения потребителей.

В нормальном режиме включено всё необходимое оборудование для наиболее экономичной передачи электрической мощности. Нагрузки в данном режиме максимальны.

Таблица 3 – Узлы

Название	$U_{\text{ном}}$	$P_{\text{н}}$	$Q_{\text{н}}$	$P_{\text{г}}$	$Q_{\text{г}}$	$V_{\text{зд}}$	$B_{\text{ш}}$	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Бурейская ГЭС	500	360	432				2000	489,74
Зейская ГЭС 500 кВ	500							512,96
РГРЭС	220	94,9	71,2	54,3	29,1		139,7	225,9

отп 2 Белогорск	220							223,71
-----------------	-----	--	--	--	--	--	--	--------

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
сш-220	220	295,4	56,5					234,92
Белогорск	220							223,7
Белогорск/т	220	27,4	8,4					224
Короли/т	220	21,2	6,8					227,3
отп 1 Хвойная	220							228,17
отп 2 Хвойная	220							228,18
отп Свободный	220	5	2,5					222,23
Завитая	220	30	12,3					228,23
сш-220	220	18,4	4,4	0,6	0,8			233,21
отп 1 Белогорск	220							223,71
Амурская	220	145	35	22,4	25,5		-2015,7	222,13
Хвойная	220	24,7	20,6	5	2,9		-36,2	228,16
АТ	500							534,42
сш-500 кВ	500	700	50	64,5	286	500	2000	500
АТ 1	500							518,59
АТ 2	500							518,59
АТ	500							536,13
Г 1	16	1,3	0,2	100	124,7	15,7		15,7
Г 2	16	0,4	0,1	250	105,6	15,6		15,6
Г 3	16				155,5	15,5		15,5
Г 4	16			248	182,5	15,6		15,6
Г 5	16			250	182,7	15,6		15,6
Г 6	16				155,5	15,5		15,5
Г 1	16	1,4	0,5	167	94,9	15,9		15,9
Г 2	16			190	65,9	15,7		15,7
Г 3	16				500	15,7		15,43
Г 4	16			190	-218,7	15,4		15,4
Г 5	16	1,8	0,6	165	-168,8	15,4		15,4
Г 6	16			165	-172,7	15,4		15,4
от ат-1	220							221,85
сн ат-1	110	10,4	2,5					116,75
нн ат-1	10	2,5	1,1					10,56
от ат-2	220							223,19
сн ат-2	110	10,4	2,5					117,42
нн ат-2	10	2,5	1,1					10,66
от т-3	220							220,57
сн т-3	35	10,4	2,5					36,89
нн т-3	10	2,5	1,1					10,52
от т-4	220							220,55

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
сн т-4	35	10,4	2,5					36,89
нн т-4	10	2,5	1,1					10,52
сш-10	10							10,69
1сш-10	10	0,2	0,1					10,37
2сш-2	10							10,37
сш-10	10							10,72

Таблица 4–Ветви

Тип	№ узла нач ала ветви	№ узла конц а ветви	Название	R	X	G	B	Кт/г
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тр-р	5	29	сш-220 - Г 2	0,6	25,7	4,1	19,2	0,065
Тр-р	5	28	сш-220 - Г 1	0,6	25,7	4,1	19,2	0,065
Тр-р	21	49	АТ - сш-10	1,46	340,57			0,02
Тр-р	21	5	АТ - сш-220	1,46	-			0,44
ЛЭП	2	21	Зейская ГЭС 500 кВ - АТ	1,46	183,38	0,5	2,6	
Тр-р	2	33	Зейская ГЭС 500 кВ - Г 6	2,65	1,43	0,9	4,1	0,03
Тр-р	2	32	Зейская ГЭС 500 кВ - Г 5	2,65	1,43	0,9	4,1	0,03
Тр-р	2	31	Зейская ГЭС 500 кВ - Г 4	2,65	1,43	0,9	4,1	0,03
Тр-р	2	30	Зейская ГЭС 500 кВ - Г 3	2,65	1,43	0,9	4,1	0,03
ЛЭП	18	2	сш-500 кВ - Зейская ГЭС 500 кВ	12,3	112,1	1,5	-	361,5
ЛЭП	18	2	сш-500 кВ - Зейская ГЭС 500 кВ	12,3	112,1	1,5	-	361,5
Выкл	48	47	2сш-2 - 1сш-10					
Тр-р	20	48	АТ 2 - 2сш-2	1,46	340,57			0,02

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тр-р	19	47	АТ 1 - 1сш-10	1,46	340,5 7			0,02
Тр-р	20	15	АТ 2 - Амурская	1,46	- 18,66			0,43
Тр-р	19	15	АТ 1 - Амурская	1,46	- 18,66			0,43
Тр-р	18	20	сш-500 кВ - АТ 2	1,46	183,3 8	0,5	2,6	1
Тр-р	18	19	сш-500 кВ - АТ 1	1,46	183,3 8	0,5	2,6	1
Тр-р	1	27	Бурейская ГЭС - Г 6	1,4	89,5	1,3	5,8	0,03
Тр-р	1	26	Бурейская ГЭС - Г 5	1,4	89,5	1,3	5,8	0,03
Тр-р	1	25	Бурейская ГЭС - Г 4	1,4	89,5	1,3	5,8	0,03
Тр-р	1	24	Бурейская ГЭС - Г 3	1,4	89,5	1,3	5,8	0,03
Тр-р	17	46	АТ - сш-10	1,46	340,5 7			0,02
Тр-р	17	13	АТ - сш-220	1,46	- 18,66			0,44
Тр-р	1	17	Бурейская ГЭС - АТ	1,46	183,3 8	0,5	2,6	1
Тр-р	13	23	сш-220 - Г 2	0,29	16,1	5,6	27,3	0,065
Тр-р	13	22	сш-220 - Г 1	0,29	16,1	5,6	27,3	0,065
ЛЭП	12	13	Завитая - сш-220	1,99	24,3		-288	
ЛЭП	12	13	Завитая - сш-220	1,99	24,3		-288	
ЛЭП	14	6	отп 1 Белогорск - Белогорск	0,01	0,04			
ЛЭП	12	3	Завитая - РГРЭС	5,25	19,42		- 116,8	
ЛЭП	12	3	Завитая – РГРЭС	5,25	19,42		- 116,8	
ЛЭП	10	12	отп 2 Хвойная - Завитая	0,07	0,26		-15,6	
ЛЭП	9	12	отп 1 Хвойная - Завитая	0,1	0,39		-2,3	
ЛЭП	8	10	Короли/т - отп 2 Хвойная	1,39	5,36		-34,2	
ЛЭП	7	9	Белогорск/т - отп 1 Хвойная	9,38	35,3		- 211,8	
ЛЭП	4	8	отп 2 Белогорск - Короли/т	7,37	29		- 189,3	

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЛЭП	10	16	отп 2 Хвойная - Хвойная	0,1	0,39		-2,3	
ЛЭП	9	16	отп 1 Хвойная - Хвойная	0,07	0,26		-15,6	
ЛЭП	4	6	отп 2 Белогорск - Белогорск	0,01	0,04			
ЛЭП	14	7	отп 1 Белогорск - Белогорск/т	1,1	4,7		-28,7	
ЛЭП	15	11	Амурская - отп Свободный	0,4	1,5		-91	
ЛЭП	11	14	отп Свободный - отп 1 Белогорск	7,26	26,7		-159	
ЛЭП	15	4	Амурская - отп 2 Белогорск	8,35	30		-179	
Тр-р	6	34	Белогорск - от ат-1	1,43	104,1 1	0,9	5,9	1
Тр-р	34	35	от ат-1 - сн ат-1	1,43	- 11,67			0,526
Тр-р	34	36	от ат-1 - нн ат-1	1,43	195,6 4			0,048
Тр-р	6	37	Белогорск - от ат-2	0,28	30,42	2,4	18,8	1
Тр-р	37	38	от ат-2 - сн ат-2	0,28	-1,29			0,526
Тр-р	37	39	от ат-2 - нн ат-2	0,28	54,22			0,048
Тр-р	6	40	Белогорск - от т-3	3,64	165,2 7	1	8,3	1
Тр-р	40	41	от т-3 - сн т-3	3,64				0,167
Тр-р	40	42	от т-3 - нн т-3	3,64	125,5 8			0,048
Тр-р	6	43	Белогорск - от т-4	3,97	165,2 6	1,2	8,2	1
Тр-р	43	44	от т-4 - сн т-4	3,97				0,167
Тр-р	43	45	от т-4 - нн т-4	3,97	125,5 7			0,048
ЛЭП	1	18	Бурейская ГЭС - сш- 500 кВ	9,47	86,39	276,4	- 1106, 4	

Таблица 5 – Токовая загрузка лэп

N_на ч	N_ко н	Название	I_на ч	I_ко н	Идоп_рас ч	I/I_do р
1	18	Бурейская ГЭС - сш-500 кВ	469	341	960	48,8
18	2	сш-500 кВ - Зейская ГЭС 500 кВ	394	388	960	41
18	2	сш-500 кВ - Зейская ГЭС 500 кВ	394	388	960	41
12	13	Завитая - сш-220	321	315	860	37,3
12	13	Завитая - сш-220	321	315	860	37,3
15	4	Амурская - отп 2 Белогорск	126	125	710	17,8
11	14	отп Свободный - отп 1 Белогорск	134	133	710	18,9
4	8	отп 2 Белогорск - Короли/т	282	279	710	39,7
7	9	Белогорск/т - отп 1 Хвойная	251	247	710	35,3
8	10	Короли/т - отп 2 Хвойная	311	311	710	43,9
9	12	отп 1 Хвойная - Завитая	249	249	710	35
10	12	отп 2 Хвойная - Завитая	336	336	710	47,3
12	3	Завитая - РГРЭС	11	27	710	3,7
12	3	Завитая - РГРЭС	11	27	710	3,7
4	6	отп 2 Белогорск - Белогорск	160	160	610	26,2
9	16	отп 1 Хвойная - Хвойная	10	12	610	1,9
10	16	отп 2 Хвойная - Хвойная	25	25	610	4,2
14	6	отп 1 Белогорск - Белогорск	77	77	610	12,7
15	11	Амурская - отп Свободный	128	126	605	21,1
14	7	отп 1 Белогорск - Белогорск/т	208	207	605	34,3

1.5.2 Расчет нормального режима (летний минимум)

Нагрузки в данном режиме минимальны.

Таблица 6 – Токовая загрузка лэп

N_на ч	N_ко н	Название	I_на ч	I_ко н	Идоп_рас ч	I/I_do р
1	2	3	4	5	6	7
1	18	Бурейская ГЭС - сш-500 кВ	341	169	960	35,5
18	2	сш-500 кВ - Зейская ГЭС 500 кВ	331	322	960	34,5
18	2	сш-500 кВ - Зейская ГЭС 500 кВ	331	322	960	34,5
12	13	Завитая - сш-220	342	331	860	39,7
12	13	Завитая - сш-220	342	331	860	39,7

1	2	3	4	5	6	7
15	4	Амурская - отп 2 Белогорск	83	81	710	11,7
11	14	отп Свободный - отп 1 Белогорск	88	86	710	12,5
4	8	отп 2 Белогорск - Короли/т	194	191	710	27,4
7	9	Белогорск/т - отп 1 Хвойная	182	179	710	25,7
8	10	Короли/т - отп 2 Хвойная	247	246	710	34,8
9	12	отп 1 Хвойная - Завитая	202	202	710	28,4
10	12	отп 2 Хвойная - Завитая	278	277	710	39,1
12	3	Завитая - РГРЭС	70	82	710	11,5
12	3	Завитая - РГРЭС	70	82	710	11,5
4	6	отп 2 Белогорск - Белогорск	116	116	610	19,1
9	16	отп 1 Хвойная - Хвойная	30	31	610	5,1
10	16	отп 2 Хвойная - Хвойная	34	34	610	5,5
14	6	отп 1 Белогорск - Белогорск	26	26	610	4,3
15	11	Амурская - отп Свободный	77	75	605	12,8
14	7	отп 1 Белогорск - Белогорск/т	110	110	605	18,2

Таблица 7 – Расчетные значения напряжений узлов

Номер	Название	U _{ном}	V
1	2	3	4
1	Бурейская ГЭС	500	495,81
2	Зейская ГЭС 500 кВ	500	512,96
3	РГРЭС	220	231,08
4	отп 2 Белогорск	220	225,31
5	сш-220	220	235,56
6	Белогорск	220	225,31
7	Белогорск/т	220	225,89
8	Короли/т	220	230,56
9	отп 1 Хвойная	220	231,67
10	отп 2 Хвойная	220	231,67
11	отп Свободный	220	223,3
12	Завитая	220	231,73
13	сш-220	220	234,8
14	отп 1 Белогорск	220	225,31
15	Амурская	220	223,17
16	Хвойная	220	231,66
17	АТ	500	537,73
18	сш-500 кВ	500	500
19	АТ 1	500	521,12
20	АТ 2	500	521,12

1	2	3	4
21	АТ	500	537,69
22	Г 1	16	15,7
23	Г 2	16	15,6
24	Г 3	16	15,5
25	Г 4	16	15,6
26	Г 5	16	15,6
1	2	3	4
27	Г 6	16	15,5
28	Г 1	16	15,9
29	Г 2	16	15,7
30	Г 3	16	15,43
31	Г 4	16	15,4
32	Г 5	16	15,4
33	Г 6	16	15,4
34	от ат-1	220	224,23
35	сн ат-1	110	117,98
36	нн ат-1	10	10,7
37	от ат-2	220	225
38	сн ат-2	110	118,37
39	нн ат-2	10	10,75
40	от т-3	220	223,48
41	сн т-3	35	37,39
42	нн т-3	10	10,67
43	от т-4	220	216,96
44	сн т-4	35	36,13
45	нн т-4	10	10,35
46	сш-10	10	10,75
47	1сш-10	10	10,42
48	2сш-2	10	10,42
49	сш-10	10	10,75

1.5.3 Расчет послеаварийного режима

Для расчета данного режима нужно отключить самую загруженную линию.
(Завитая-Бурейская ГЭС).

Таблица 8 – Токовая загрузка лэп

№ кон	Название	I нач	I кон	I доп расч	I/I доп
18	Бурейская ГЭС - сш-500 кВ	365	196	960	38,1
2	сш-500 кВ - Зейская ГЭС 500 кВ	331	322	960	34,5
2	сш-500 кВ - Зейская ГЭС 500 кВ	331	322	960	34,5
13	Завитая - сш-220			860	
13	Завитая - сш-220	617	606	860	71,7
4	Амурская - отп 2 Белогорск	48	53	710	7,5
14	отп Свободный - отп 1 Белогорск	52	57	710	8
8	отп 2 Белогорск - Короли/т	157	157	710	22,1
9	Белогорск/т - отп 1 Хвойная	150	150	710	21,2
10	Короли/т - отп 2 Хвойная	212	212	710	29,8
12	отп 1 Хвойная - Завитая	173	173	710	24,4
12	отп 2 Хвойная - Завитая	240	240	710	33,9
3	Завитая - РГРЭС	72	83	710	11,7
3	Завитая - РГРЭС	72	83	710	11,7
6	отп 2 Белогорск - Белогорск	113	113	610	18,6
16	отп 1 Хвойная - Хвойная	33	34	610	5,6
16	отп 2 Хвойная - Хвойная	32	32	610	5,2
6	отп 1 Белогорск - Белогорск	31	31	610	5,1
11	Амурская - отп Свободный	38	40	605	6,6
7	отп 1 Белогорск - Белогорск/т	79	79	605	13,1

Таблица 9 – Расчетные значения напряжений узлов

Номер	Название	U ном	V
1	2	3	4
1	Бурейская ГЭС	500	489,65
2	Зейская ГЭС 500 кВ	500	512,96
3	РГРЭС	220	221,18
4	отп 2 Белогорск	220	220,98
5	сш-220	220	234,92
6	Белогорск	220	220,98
7	Белогорск/т	220	221,06
8	Короли/т	220	222,95
9	отп 1 Хвойная	220	223,52
10	отп 2 Хвойная	220	223,52
11	отп Свободный	220	220,95
12	Завитая	220	223,56
1	2	3	4
13	сш-220	220	232,93
14	отп 1 Белогорск	220	220,98

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4
15	Амурская	220	220,93
16	Хвойная	220	223,51
17	АТ	500	533,68
18	сш-500 кВ	500	500
19	АТ 1	500	515,54
20	АТ 2	500	515,54
21	АТ	500	536,13
22	Г 1	16	15,7
23	Г 2	16	15,6
24	Г 3	16	15,5
25	Г 4	16	15,6
26	Г 5	16	15,6
27	Г 6	16	15,5
28	Г 1	16	15,9
29	Г 2	16	15,7
30	Г 3	16	15,43
31	Г 4	16	15,4
32	Г 5	16	15,4
33	Г 6	16	15,4
34	от ат-1	220	219,1
35	сн ат-1	110	115,3
36	нн ат-1	10	10,43
37	от ат-2	220	220,46
38	сн ат-2	110	115,98
39	нн ат-2	10	10,53
40	от т-3	220	217,8
41	сн т-3	35	36,43
42	нн т-3	10	10,38
43	от т-4	220	217,78
44	сн т-4	35	36,42
45	нн т-4	10	10,38
46	сш-10	10	10,67
47	1сш-10	10	10,31
48	2сш-2	10	10,31
49	сш-10	10	10,72

1.5.4 Анализ режимов

Анализ режимов проводится с целью выявления слабых мест сети по перетокам реактивной мощности, по напряжениям в узлах, по потерям активной

мощности. Анализ проводится на основании данных, полученных в программе RastrWin3.

По результатам расчета максимального режима, можно сделать вывод, что все линии не превышают длительно-допустимый ток.

При отключении одной из двухцепных линий Завитая – Бурейская ГЭС после расчета послеаварийного режима видно, что вторая линия Завитая – Бурейская ГЭС не превышает длительно-допустимые пределы.

Напряжения в аварийном режиме в узлах 5,13,17,21,38,39,46,49 выходят за пределы нормы.

Вывод: в настоящий момент данная сеть не отвечает требованиям надежного электроснабжения потребителей. Необходима реконструкция и модернизация сети.

2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ВКЛЮЧЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ БЕЛОГОРСК В ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ СЕТЬ БЕЛОГОРСКОГО РЭС

2.1 Краткая характеристика развития электрических Белогорского района

В настоящее время электроснабжение Белогорского энергоузла осуществляется от Зейской и Бурейской ГЭС и Райчихинской ГРЭС. Так как Белогорск состоит в программе «Территория опережающего развития», в ближайшее время главной задачей подстанции станет обеспечение потребностей строящейся второй очереди - маслоэкстракционного завода "Амурский", следовательно, энергосистема Белогорского района должна быть надежной.

Для обеспечения надежного электроснабжения действующих потребителей Белогорского энергоузла и дальнейшего его развития с присоединением к нему новых крупных потребителей надо построить две дополнительные линии, отходящие от подстанции Белогорск.

В результате получим, что от подстанции Белогорск будут отходить 4 линии: Амурская-Белогорск №1 №2, Белогорск- Белогорск/т и Белогорск-Короли/т.

Распределение электроэнергии намечается от существующих и новых подстанций 220,110 и 35 кВ.

На весь проектный период намечается:

- замена на подстанциях района старого оборудования на новое;
- реконструкция энергетических сетей 220,110, 35 и 10 кВ;

2.2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Проект развития сети предполагает использование различных вероятностных характеристик для выбора различного оборудования и оценки уровней потерь мощности.

Для прогнозирования нагрузок и вычисления вероятностных характеристик используем данные контрольных замеров соответствующих ПС.

Таблица 10 – Нагрузка на ПС

ПС	Лето		Зима	
	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар	Активная нагрузка, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар
Амурская	87	21	145	35
Отп Свободный	3	1,5	5	2,5
Белогорск	24	6,84	40	11,4
Белогорск/т	16,44	5,04	27,4	8,4
Короли/т	12,72	4,1	21,2	6,8
Хвойная	14,82	12,36	24,7	20,6
Завитая	18	7,38	30	12,3

Средняя и эффективная мощности определяются выражениями:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{k_{max}}, \quad (11)$$

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot k_{\phi}, \quad (12)$$

где P_{max} – максимальная мощность ПС за текущий год (определённая по ведомости КДЗ);

k_{max} – коэффициент максимума, равный 1,2;

k_{ϕ} – коэффициент формы, равный 1,17.

где $tg\varphi$ – коэффициент реактивной мощности

Таблица 11 – Значения вероятностных характеристик и коэффициентов (лето)

ПС	$P_{CP}, MВт$	$P_{ЭФ}, MВт$	K_{MAX}	K_{ϕ}
Амурская	72,5	84,83	1,2	1,17
Отп Свободный	2,5	2,925		
Белогорск	20	23,4		
Белогорск/т	13,7	16,029		
Короли/т	10,6	12,402		
Хвойная	12,35	14,45		
Завитая	15	17,55		

Таблица 12 – Значения вероятностных характеристик и коэффициентов (зима)

ПС	$P_{CP}, MВт$	$P_{ЭФ}, MВт$	K_{MAX}	K_{ϕ}
Амурская 220 кВ	120,83	141,375	1,2	1,17
Отп Свободный	4,167	4,876		
Белогорск	33,33	39		
Белогорск/т	22,83	26,72		
Короли/т	17,667	20,67		
Хвойная	20,58	24,01		
Завитая	25	29,25		

Применим формулу сложных процентов для прогнозирования нагрузок :

$$P_{ПРОГ} = P_{БАЗ} \cdot (1 + \varepsilon)^N \quad (13)$$

где ε – прирост нагрузки,

N – срок выполнения прогноза (5 лет).

Аналогично произведем расчет для реактивной нагрузки.

В соответствии с Приказом Минэнерго России от 01.03.2016 №147 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 годы», среднегодовой рост нагрузки за 2016 – 2022 годы для Амурской области составит – 0,65%.

Таблица 13 – Спрогнозированные нагрузки

ПС	Активная нагрузка, МВт (зима)			Активная нагрузка, МВт (лето)		
	P_{CP}, MBm	$P_{ЭФ}, MBm$	P_{MAX}, MBm	P_{CP}, MBm	$P_{ЭФ}, MBm$	P_{MAX}, MBm
Амурская	174,44	204,1	209,34	104,67	122,47	125,6
Отп Свободный	6,0159	7,0395	7,218	3,61	4,22	4,33
Белогорск	48,119	56,305	57,748	28,874	33,783	39,991
Белогорск/ Т	32,96	38,576	39,558	19,779	23,141	23,735
Короли/т	25,506	29,841	30,607	15,303	17,905	18,364
Хвойная	29,711	34,663	35,66	17,83	20,862	21,396
Завитая	36,093	42,228	43,311	21,656	25,337	25,987
ПС	Реактивная нагрузка, МВар (зима)			Реактивная нагрузка, МВар (лето)		
Амурская	42,113	49,266	50,53	25,265	29,56	30,318
Отп Свободный	3	3,522	3,61	1,8	2,11	2,17
Белогорск	13,715	16,054	16,458	8,23	9,63	9,875
Белогорск/ Т	10,106	11,824	12,127	6,064	7,089	7,28
Короли/т	8,186	9,572	9,817	4,94	5,76	5,919
Хвойная	24,788	29,004	29,74	14,87	17,397	17,844
Завитая	14,798	17,324	17,758	8,807	10,308	10,655

2.3 Компенсация реактивной мощности

В соответствии с приказом №893 от 11 декабря 2006 года: «отсутствие КРМ приводит к повышению потоков реактивной мощности, росту потерь, росту тарифов, снижению управляемости режимами работы сетей, к ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей».

Компенсирющие устройства устанавливаются на стороне низкого напряжения, поэтому предельно допустимый коэффициент реактивной мощности принимаем равным 0,4. Для расчетов нам необходимо сравнить этот коэффициент с заданным и выбрать наименьший [11].

Определяем требуемую нормируемую мощность некомпенсирующих устройств на каждой подстанции:

$$Q_n = P \cdot \operatorname{tg} \varphi_n \quad (14)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_n = 0,4$

Затем определяем требуемую мощность некомпенсирующих устройств на каждой подстанции:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{max}} - Q_n \quad (15)$$

Рассчитаем мощности для всех подстанций, как для зимнего, так и летнего максимумов.

Результаты расчетов занесем в таблицы 14, 15 и 16.

Таблица 14 - Компенсация реактивной мощности

ПС	Зима		Лето	
	$Q_{\text{неск}}$	Тип КУ	$Q_{\text{неск}}$	Тип КУ
Амурская	-33,206	Не требуется	-19,922	Не требуется
Отп Свободный	0,723	Требуется	0,438	Требуется
Белогорск	-6,641	Не требуется	-6,121	Не требуется
Белогорск/т	-1,574	Не требуется	-2,214	Не требуется
Короли/т	-2,426	Не требуется	-1,427	Не требуется
Хвойная	15,476	Требуется	9,286	Требуется
Завитая	0,434	Требуется	0,26	Требуется

После расчета видно, что на подстанции Хвойная, Свободный и Завитая нужно установить компенсирующее устройство.

Определяем требуемую мощность компенсирующих устройств следующим образом:

$$Q_{KV_i} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \text{МВар} \quad (16)$$

Для выбора компенсирующих устройств необходимо вычислить фактическую мощность для каждой из подстанций для зимы, МВар:

$$Q_{\text{треб}}^{\text{ку}} = 1.1 \frac{Q_{KV_i}}{2} \quad (17)$$

Таблица 15 - Компенсация реактивной мощности зимой

ПС	$Q_{\text{необх}}^{\text{ку}}$	Тип КУ	Мощность, Мвар	Количество
1	2	3	4	5
Хвойная	7,85	УКРМ-6,3 (10,5)- 1200-450	1.2	1
		УКРМ-6,3 (10,5)- 1350-450	1,35	5
Свободный	1,588	УКРМ-6,3 (10,5)- 1200-450	1,2	1
		УКРЛ-57 (10,5)- 450-150	0.45	1
Завитая	9,53	УКРМ-6,3 (10,5)- 1200-450	1.2	8

Таблица 16 - Компенсация реактивной мощности летом

ПС	$Q_{\text{необх}}^{\text{ку}}$	Тип КУ	Мощность, Мвар	Количество
1	2	3	4	5

1	2	3	4	5
Хвойная	4,707	УКРМ-6,3 (10,5)- 1200-450	1.2	4
Свободный	0,953	УКРЛ-57 (10,5)- 450-150	0.45	1
		УКРМ-6,3 (10,5)- 300-150	0.3	2
Завитая	5,717	УКРМ-6,3 (10,5)- 1200-450	1.2	4
		УКРМ-6,3 (10,5)- 300-150	0.3	4

2.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Мощность силовых трансформаторов определяется из суммы средней активной мощности и некомпенсированной реактивной мощности. Количество трансформаторов на подстанции определяется согласно категории по надежности потребителей, в случае 1 и 2 категории на подстанции должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из них, второй должен обеспечивать потребителя полной мощностью.

Для выбора трансформатора из каталога необходимо рассчитать его расчетную мощность, МВА:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{cpi}^2 + Q_{нески}^2}}{n \cdot K_3}, \quad (18)$$

где n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки (принимается равным 0,7);

P_{cpi} – среднее значение активной мощности в зимний период;

$Q_{нески}$ – некомпенсированная мощность в зимний период.

Проверим трансформаторы по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы, которые установлены на подстанции.

Проверим коэффициенты загрузки для АДЦТН-63000/220/110/10

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{P_{ср(зима)}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{ТРном}}, \quad (19)$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки не должно выходить за границы интервала 0,5 – 0,8.

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{57,748^2 + 1,574^2}}{2 \cdot 63} = 0,46$$

Проверку трансформаторов осуществляем в послеаварийном режиме на подстанциях:

$$K_{3.ПА} = \frac{\sqrt{P_{ср(зима)}^2 + Q_{неск}^2}}{S_{ТРном}}, \quad (20)$$

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{57,748^2 + 1,574^2}}{63} = 0,917$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки не должно выходить за 1,4.

Следовательно, автотрансформатор не требуется в замене, так как коэффициенты загрузки не выходят за допустимые значения.

Теперь проверяем трансформатор ТДТН-40000/220

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{57,748^2 + 1,574^2}}{2 \cdot 40} = 0,72$$

Проверку трансформаторов осуществляем в послеаварийном режиме на подстанциях:

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{57,748^2 + 1,574^2}}{40} = 1,38$$

После расчета коэффициентов для двухобмоточного трансформатора видно, что трансформатор не нуждается в замене.

2.5 Выбор сечения линий электропередачи

По методу токовых интервалов выполним выбор проводов.

Для этого найдем максимальный ток в воздушных линиях.

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{P_{maxi}^2 + Q_{нескi}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}; \quad (21)$$

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

n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети.

Для выбора сечения провод ЛЭП по экономическим токовым интервалам, необходимо найти расчетный ток.

$$I_P = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t; \quad (22)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и совмещение максимумов нагрузки в электрической сети.

Поскольку для линий напряжением 110-220 кВ коэффициент α_t может быть принят равный 1,05, что соответствует математическому ожиданию этого коэффициента в процессе наиболее часто встречающихся темпов увеличения нагрузки [21].

Так как отсутствуют данные числа часов применения максимальных нагрузок линии и коэффициента участия в максимуме энергосистемы, примем $\alpha_t = 1$.

Для расчета максимального тока примем суммарную активную и реактивную мощность как сумму активной мощности Белогорск и значения нагрузок промежуточных ПС, в зимний период.

Рассчитаем максимальный ток для двухцепной линии Амурская-Белогорск:

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{31,3^2 + 7^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 42,1 A$$

Расчетный ток:

$$I_p = 42,1 \cdot 1,05 \cdot 1 = 44,2 A$$

Согласно экономическим токовым интервалам с учетом района по гололеду (II) выбираем провод марки АС-240/32 [2].

Проверка выбранного сечения производится по длительно допустимому току. Для провода марки АС-240/32 длительный допустимый ток равен 605 А. [10].

Вычислим рабочий максимальный ток, при работе одной линии:

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{31,3^2 + 7^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 82,4 A$$

Рассчитаем максимальный ток для одноцепной линии Белогорск-Белогорск тяга:

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{42,4^2 + 3,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220} = 113 A$$

Расчетный ток:

$$I_p = 113 \cdot 1,05 \cdot 1 = 118,65 A$$

Согласно экономическим токовым интервалам с учетом района по гололеду (II) выбираем провод марки АС-300/39 [2].

Проверка выбранного сечения производится по длительно допустимому току. Для провода марки АС-300/39 длительный допустимый ток равен 710 А.

Рассчитаем максимальный ток для линии Белогорск- Короли тяга:

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{75,1^2 + 5,7^2}}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220} = 198 A$$

Расчетный ток:

$$I_p = 198 \cdot 1,05 \cdot 1 = 207,9 A$$

Согласно экономическим токовым интервалам с учетом района по гололеду (II) выбираем провод марки АС-300/39 [2].

Проверка выбранного сечения производится по длительно допустимому току. Для провода марки АС-300/39 длительный допустимый ток равен 710А.

3 РАЗРАБОТКА ОДНОЛИНЕЙНОЙ СХЕМЫ РУ ВН РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ ПС

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанций, так как он определяет состав элементов и связей между ними [15].

Выбор главной схемы электрических соединений подстанций следует производить с учетом следующих факторов:

- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- величина напряжения;
- число питающих линий и отходящих присоединений;

При выборе главной схемы электрических соединений следует соблюдать следующие основные требования:

- обеспечить наглядность и экономичность;
- обеспечить возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ;
- удобство в эксплуатации;
- безопасность в обслуживании и т.д.

Известно, что РУ ВН на ПС 220 кВ Белогорск выполнена по схеме 5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» данные РУ необходимо реконструировать. В связи с расширением РУ ВН, следовательно, возможно преобразование в следующие схемы:

1. Схема № 220-9 – «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», с сохранением ремонтной перемычки, и добавлением четырех ячеек выключателей для двух действующих линии и подключения двух планируемых ВЛ.

2. Схема № 220-12 – «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин», с переоборудованием ремонтной перемычки в

обходную систему шин, установкой выключателя для ОВ, и четырех выключателей для ВЛ.

3. Схема № 220-7 – «Четырехугольник», с добавлением четырех ячеек выключателей для двух действующих линии и подключения двух планируемых ВЛ.

Так как мы выбираем главную схему распределительного устройства вместо 5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов», то на ПС 220 кВ Белогорск по стандарту ФСК ЕЭС СТО 56947007- 29.240.30.047-2010 оптимальным вариантом является применение схемы 12-220 «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин». Данная схема не допускает даже кратковременную потерю напряжения на присоединениях при плановом выводе выключателей из работы [23]. А схему № 220-7 наиболее предпочтительно использовать для двухтрансформаторных подстанций 500 и 750 кВ с двумя линиями. Применение схем 9-220, дешевле, но не при повреждении или ремонте, ревизии одной из секции шин будет выведена из работы одна из линии.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания нужен для выбора и проверки оборудования, а также для расчета уставок релейной защиты и автоматики.

Основные допущения при расчетах токов КЗ:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания.

Согласно [15] в электроустановках выше 1 кВ в качестве расчетных сопротивлений следует принимать индуктивные сопротивления электрических машин, силовых трансформаторов и автотрансформаторов, реакторов, воздушных и кабельных линий, а также токопроводов. Активное сопротивление следует учитывать только для ВЛ с проводами малых сечений и стальными проводами, а также для протяженных кабельных сетей малых сечений с большим активным сопротивлением.

Расчет сопротивлений прямой последовательности.

Генератор:

$$X_G = X''_{дном} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{Гном}} \text{ Ом} \quad (23)$$

Это сопротивление считается подключенным к источнику с $E_G = 1$.

Трансформаторы.

Трёхобмоточный трансформатор:

$$X_T = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{ТНОМ}} \text{ Ом} \quad (24)$$

Автотрансформатор:

$$X_{ATB} = \frac{0,5 \cdot (U_{KB-C} + U_{KB-H} - U_{KC-H})}{100} \cdot \frac{U_{НОМВН}^2}{S_{ТНОМ}} \text{ Ом} \quad (25)$$

$$X_{ATC} = \frac{0,5 \cdot (U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H})}{100} \cdot \frac{U_{НОМВН}^2}{S_{ТНОМ}} \text{ Ом} \quad (26)$$

$$X_{ATH} = \frac{0,5 \cdot (U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C})}{100} \cdot \frac{U_{НОМВН}^2}{S_{ТНОМ}} \text{ Ом} \quad (27)$$

Система.

$$X_C = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{K3}} \text{ Ом} \quad (28)$$

Это сопротивление считается подключенным к источнику с $E_C = 1,13$.

Сопротивления линий находятся по формуле, Ом:

$$x_L = x_o \cdot l \quad (29)$$

Среднее значение отношения X_0/X_1 для одноцепных ВЛ со стальными заземленными тросами равно 3, следовательно сопротивление линии для нахождения однофазного тока необходимо умножить на 3.

$$x_{н.л} = 3 \cdot x_0 \cdot l$$

Генератор:

$$X_G = X''_{дном} \cdot 1,22 \text{ Ом} \quad (30)$$

Расчет ТКЗ произведен в ПВК RastrWin3.

Алгоритм расчета ТКЗ в ПВК RastrWin3:

Необходимо во вкладке Узлы/Несим/ИД задать все узлы, для них указать тип нейтрали, номер и номинальное напряжение. Глухозаземленная нейтраль обозначается – зак., изолированная нейтраль – Δ. Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви, для них указывается сопротивление прямой и нулевой последовательности, коэффициенты трансформации. Во вкладке Генераторы/Несим задаются все системы с указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы).

Таблица 17 – Узлы/Несим/ИД

Тип	Номер	Название	U _{ном}
1	2	3	4
зак	1	Бурейская ГЭС	500
зак	2	Зейская ГЭС 500 кВ	500
зак	3	РГРЭС	220
зак	5	сш-220	220
зак	6	Белогорск	220
зак	7	Белогорск/т	220
зак	8	Короли/т	220
зак	9	отп 1 Хвойная	220
зак	10	отп 2 Хвойная	220
зак	11	отп Свободный	220
зак	12	Завитая	220

зак	13	сш-220	220
зак	15	Амурская	220

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4
зак	16	Хвойная	220
зак	17	АТ	500
зак	18	сш-500 кВ	500
зак	19	АТ 1	500
зак	20	АТ 2	500
зак	21	АТ	500
у	22	Г 1	16
у	23	Г 2	16
у	24	Г 3	16
у	25	Г 4	16
у	26	Г 5	16
у	27	Г 6	16
у	28	Г 1	16
у	29	Г 2	16
у	30	Г 3	16
у	31	Г 4	16
у	32	Г 5	16
у	33	Г 6	16
зак	34	от ат-1	220
зак	35	сн ат-1	110
у	36	нн ат-1	10
зак	37	от ат-2	220
зак	38	сн ат-2	110
у	39	нн ат-2	10
зак	40	от т-3	220
у	41	сн т-3	35
у	42	нн т-3	10
зак	43	от т-4	220
у	44	сн т-4	35
у	45	нн т-4	10
у	46	сш-10	10
у	47	1сш-10	10
у	48	2сш-2	10
у	49	сш-10	10

Таблица 18 – Ветви/Несим/ИД

Тип	Название	Реактивное сопротивление прямой последовательности X, Ом	Реактивное сопротивление нулевой последовательности x0, Ом	Коэффициент трансформации Кт/г
1	2	3	4	5
Тр-р	сш-220 - Г 2	25,7	25,7	0,065
Тр-р	сш-220 - Г 1	25,7	25,7	0,065
Тр-р	АТ - сш-10	340,57	340,57	0,02
Тр-р	АТ - сш-220	-18,66	-18,66	0,44
ЛЭП	Зейская ГЭС 500 кВ - АТ	183,38	550,14	
Тр-р	Зейская ГЭС 500 кВ - Г 6	1,43	1,43	0,03
Тр-р	Зейская ГЭС 500 кВ - Г 5	1,43	1,43	0,03
Тр-р	Зейская ГЭС 500 кВ - Г 4	1,43	1,43	0,03
Тр-р	Зейская ГЭС 500 кВ - Г 3	1,43	1,43	0,03
ЛЭП	сш-500 кВ - Зейская ГЭС 500 кВ	112,1	336,3	
ЛЭП	сш-500 кВ - Зейская ГЭС 500 кВ	112,1	336,3	
Выкл	2сш-2 - 1сш-10			
Тр-р	АТ 2 - 2сш-2	340,57	340,57	0,02
Тр-р	АТ 1 - 1сш-10	340,57	340,57	0,02
Тр-р	АТ 2 - Амурская	-18,66	-18,66	0,43
Тр-р	АТ 1 - Амурская	-18,66	-18,66	0,43
Тр-р	сш-500 кВ - АТ 2	183,38	183,38	1
Тр-р	сш-500 кВ - АТ 1	183,38	183,38	1
Тр-р	Бурейская ГЭС - Г 6	89,5	89,5	0,03
Тр-р	Бурейская ГЭС - Г 5	89,5	89,5	0,03
Тр-р	Бурейская ГЭС - Г 4	89,5	89,5	0,03

Тр-р	Бурейская ГЭС - Г 3	89,5	89,5	0,03
Тр-р	АТ - сш-10	340,57	340,57	0,02
Тр-р	АТ - сш-220	-18,66	-18,66	0,44
Тр-р	Бурейская ГЭС - АТ	183,38	183,38	1
Тр-р	сш-220 - Г 2	16,1	16,1	0,065

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5
Тр-р	сш-220 - Г 1	16,1	16,1	0,065
ЛЭП	Завитая - сш-220	24,3	72,9	
ЛЭП	Завитая - сш-220	24,3	72,9	
ЛЭП	Завитая - РГРЭС	19,42	58,26	
ЛЭП	Завитая - РГРЭС	19,42	58,26	
ЛЭП	отп 2 Хвойная - Завитая	0,26	0,78	
ЛЭП	отп 1 Хвойная - Завитая	0,39	1,17	
ЛЭП	Короли/т - отп 2 Хвойная	5,36	16,08	
ЛЭП	Белогорск/т - отп 1 Хвойная	35,3	105,9	
ЛЭП	отп 2 Хвойная - Хвойная	0,39	1,17	
ЛЭП	отп 1 Хвойная - Хвойная	0,26	0,78	
ЛЭП	Амурская - отп Свободный	1,5	4,5	
Тр-р	Белогорск - от ат-1	104,11	104,111	1
Тр-р	от ат-1 - сн ат-1	-11,67	-11,668	0,526
Тр-р	от ат-1 - нн ат-1	195,64	195,641	0,048
Тр-р	Белогорск - от ат-2	30,42	30,416	1
Тр-р	от ат-2 - сн ат-2	-1,29	-1,292	0,526
Тр-р	от ат-2 - нн ат-2	54,22	54,222	0,048
Тр-р	Белогорск - от т-3	165,27	165,272	1
Тр-р	от т-3 - сн т-3			0,167
Тр-р	от т-3 - нн т-3	125,58	125,585	0,048
Тр-р	Белогорск - от т-4	165,26	165,265	1
Тр-р	от т-4 - сн т-4			0,167
Тр-р	от т-4 - нн т-4	125,57	125,575	0,048
ЛЭП	Бурейская ГЭС - сш- 500 кВ	86,39	259,17	
ЛЭП	Белогорск - отп Свободный	26,06	78,18	
ЛЭП	Белогорск - Белогорск/т	3,65	10,938	
ЛЭП	Белогорск - Короли/т	35,28	105,834	

ЛЭП	Белогорск - Амурская	30,89	92,67	
-----	----------------------	-------	-------	--

Таблица 19 – Генератор/Несим

Название	№ узла	Реактивное сопротивление прямой последовательности X, Ом	Реактивное сопротивление обратной последовательности X0, Ом	ЭДС E, кВ
ЗГЭС Г1	28	0,306	0,373	16
ЗГЭС Г2	29	0,306	0,373	16
ЗГЭС Г3	30	0,306	0,373	16
ЗГЭС Г4	31	0,306	0,373	16
ЗГЭС Г5	32	0,306	0,373	16
ЗГЭС Г6	33	0,306	0,373	16
БГЭС Г1	22	0,306	0,373	16
БГЭС Г2	23	0,306	0,373	16
БГЭС Г3	24	0,306	0,373	16
БГЭС Г4	25	0,306	0,373	16
БГЭС Г5	26	0,306	0,373	16
БГЭС Г6	27	0,306	0,373	16
ШБМ	22	0,306	0,373	16

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} \quad (31)$$

где $I_{\text{ПО}}^{(3)}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$K_{y\partial}$ – ударный коэффициент .

Для части системы, с которой электростанция (подстанция) связана ВЛ напряжением 220 кВ ударный коэффициент равен $K_{y\partial} = 1,717 - 1,78$, значение постоянной времени $T_a = 0,03 - 0,04$ [4].

Таблица 20 – Токи короткого замыкания

Точка КЗ	Трехфазное КЗ, кА	Ударный ток, кА
ПС Белогорск ВН	4,987	12,554

Также для выбора оборудования необходимо рассчитать максимальные рабочие токи в элементах подстанции. Оборудование должно выдерживать полную мощность транзита, на случай ремонта или аварии на одной из линий.

Рабочий максимальный ток рассчитывается по формуле:

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (32)$$

Токи на других ПС рассчитываются аналогичным образом. Значения максимальных рабочих токов всех ПС рассматриваемого участка электрической сети приведены в таблице X.

Таблица 21 – Рабочие максимальные токи

ПС/Выключатель	Рабочий максимальный ток, А
Белогорск- Амурская	142
Белогорск- Свободный	131
Белогорск- Белогорск тяга	245
Белогорск- Короли тяга	261

5 РЕКОНСТРУКЦИЯ РУ ВН ПС БЕЛОГОРСК

5.1 Конструктивное исполнение ПС

Тип РУ ВН ПС 220 кВ Белогорск – ОРУ Планируется изменить РУ из-за замены отпаечных линий на четыре новые. Распределительное устройство будет выполнено по схеме 12-220 «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин». Данная схема не допускает даже кратковременную потерю напряжения на присоединениях при плановом выводе выключателей из работы.

5.2 Выбор и проверка выключателей

На ПС Белогорск необходимо осуществить выбор и проверку выключателей для подсоединения новых линий, а также выбор и проверку выключателей для нового распределительного устройства.

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, динамической и термической устойчивости к токам КЗ [10].

Выбор выключателей произведем по следующим основным параметрам:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (33)$$

- по максимальному рабочему току

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (34)$$

Проверка выключателей производится по следующим параметрам.

- проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{отк.ном} \geq I_{пт}^{(3)} \quad (35)$$

где $I_{пт}^{(3)}$ – ток в момент расхождения контактов

$I_{отк.ном}$ – ток предельной коммутационной способности выключателя.

- проверка по включающей способности производится по условиям:

$$i_{вкл.ном} \geq i_{уд}, \quad (36)$$

$$I_{вкл.ном} \geq I_{по}^{(3)}. \quad (37)$$

где $i_{уд}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА;

$i_{вкл.ном}$ – наибольший пик тока включения, кА;

$I_{вкл}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей), кА;

- проверка возможности отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{аном} \geq i_{ат} \quad (38)$$

где $i_{аном}$ – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе, кА;

$i_{ат}$ – аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ , кА.

Значения данных величин находятся по формулам:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta}{100} \quad (39)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (40)$$

где β – номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, с.

$$\tau = t_{з\min} + t_{св} \quad (41)$$

где $t_{з\min}$ – минимальное время действия релейной защиты, $t_{з\min} = 0,01$ с;

$t_{св}$ – собственное время отключения выключателя, с.

Если условие $I_{отк.ном} \geq I_{пт}^{(3)}$ соблюдается, а $i_{аном} < i_{ат}$, то допускается производить проверку по отключающей способности по полному току КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(3)} + i_{ат} \quad (42)$$

- проверка на электродинамическую стойкость осуществляется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{пр.сквоз} \geq I_{по}^{(3)}, \quad (43)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}. \quad (44)$$

где $I_{пр.сквоз}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, кА;

$i_{дин}$ – наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА.

- проверка на термическую стойкость осуществляется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \quad (45)$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ по расчету, $\text{кА}^2\text{с}$;

$I_{мер}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания, кА ;

$t_{мер}$ – длительность протекания тока термической стойкости, с .

Полный импульс квадратичного тока КЗ определяется из выражения:

$$B_k = I_{по}^{(3)2} (t_{отк} + T_a), \quad (46)$$

где $t_{отк}$ – время отключения, с .

Согласно [15] время отключения (время действия тока КЗ) равно:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{отк.выкл}, \quad (47)$$

где $t_{рз}$ – время действия основной релейной защиты данной цепи, с ;

$t_{отк.выкл}$ – полное время отключения выключателя, с .

Для нового распределительного устройства выберем элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-220 производства ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш». Баковые выключатели по сравнению с колонковыми имеют большую сейсмостойкость, из-за своей компактной конструкции и низкому расположению центра тяжести, что необходимо для данного региона.

ВЭБ-220 сделан в трехполюсном исполнении: три полюса (баки с одноразрывным дугогасительным устройством) находятся на одной раме и управляются одним пружинным приводом повышенной мощности. Выключатель изготовлен с целью эксплуатации в открытых и закрытых

распределительных устройствах в районах с умеренным и холодным климатом. Выключатель оснащен устройствами электроподогрева полюсов, заполненных элегазом, обеспечивая надежную работу выключателя в условиях экстремально низких температур и ветровой нагрузкой, способен выдерживать температуру до минус 60°С. Благодаря установленным в устройствах электроподогрева датчиков температуры предусмотрена сигнализация об исправной работе нагревателей [3].

ВЭБ-220 комплектуется встроенными трансформаторами тока типа ТВГ-220. На полюсы выключателя может быть установлено до 6 трансформаторов тока для коммерческого учета, измерения и защиты.

Таблица 22 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЭБ-220 для ПС

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$I_{НОМ} = 1500 \text{ А}$	$I_{Р.МАХ} = 131 / 142 / 245 / 261 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ОТКЛ.НОМ} = 5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 4,987 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ВКЛ.НОМ} = 5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 4,987 \text{ кА}$	$I_{ВКЛ.НОМ} \geq I_{ПО}$
$i_{ПНК} = 125 \text{ кА}$	$i_{УД} = 12,554 \text{ кА}$	$i_{ПНК} \geq i_{УД}$
$I_{ПР.СКВ} = 5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 4,987 \text{ кА}$	$I_{ПР.СКВ} \geq I_{ПО}$
$i_{ПР.СКВ} = 125 \text{ кА}$	$i_{УД} = 12,554 \text{ кА}$	$i_{ПР.СКВ} \geq i_{УД}$
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 =$ $= 7500 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 4,987^2 \cdot (2 + 0,3 +$ $+ 0,03) = 57,947 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
$i_{а.норм} = 50 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{47}{100} =$ $= 33,234 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 5,492 \text{ кА}$	$i_{а.норм} \geq i_{а.т}$

Данный выключатель прошел проверку по всем параметрам.

5.3 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей производится аналогично, как и выбор выключателей, только не требует проверку на отключающую способность, так как они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током [3].

На всех ПС, где приняты к установке выключатели ВЭБ-220, выберем для проверки разъединители марки – РПД-220УХЛ1 произведенные ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш». Тип привода – пружинный.

Разъединитель состоит из трехполюсных групп разъединителя и заземлителей. Каждая группа управляется своим приводом.

Полос разъединителя представляет собой две поворотные колонки изоляторов, установленных на раме и несущих на себе токоведущую систему с двумя проходными и одним размыкаемым в горизонтальной плоскости контактом. Высокопрочные фарфоровые изоляторы типа С4-550 III (Сб-1050 III для РПД-220 и ЗРО-220), закупаемые только по импорту, установлены на поворотных основаниях, вращающихся на подшипниках качения. Внутреннее устройство поворотных оснований защищено от воздействия атмосферы. Размыкаемый контакт разъединителя выполнен в виде кулачкового контакта, закрепленного на конце одного токопровода, и контактных пальцев, закрепленных на конце другого. Во включенном положении разъединителя контактные пальцы охватывают кулачковый контакт. Пальцы и кулачковые контакты имеют серебряное покрытие.

Проходные контакты разъединителей на номинальные токи 1600 и 2500А выполнены в виде ламелей, расположенных вокруг соосных медных стержней. Ламели и медные стержни имеют серебряное покрытие и защищены от воздействия атмосферы. Для повышения надежности этого соединения в разъединителях на номинальный ток 2500А параллельно проходному контакту устанавливаются дополнительно наружные гибкие связи. Проходной контакт разъединителей на номинальный ток 1250А выполнен в виде гибкой связи. Токопроводы разъединителя выполнены из сварных алюминиевых деталей, что обеспечивает их стабильное электрическое сопротивление.

Таблица 23 - Сравнение каталожных и расчетных данных для РПД – 220

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 220кВ$	$U_{УСТ} = 220кВ$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$

1	2	3
$I_{НОМ} = 1500 А$	$I_{Р.МАХ} = 131 / 142 / 245 / 261 А$	$I_{НОМ} \geq I_{Р.МАХ}$
$I_{ДИН} = 125 кА$	$i_{УД} = 12,554 кА$	$I_{ДИН} \geq i_{УД}$
<i>Главные ножи</i>		
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 кА^2 / с$	$B_K = 57,947 кА^2 / с$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$
<i>Заземляющие ножи</i>		
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 1 = 2500 кА^2 / с$	$B_K = 57,947 кА^2 / с$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

Как видно из результатов, что разъединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

5.4 Выбор и проверка ошиновки и изоляторов РУ ВН

В РУ напряжением 35 кВ и выше обычно используется гибкая ошиновка, выполненная из сталеалюминевых проводов марки АС или проводами трубчатого сечения. Выбор шин сводится к определению сечения и их проверке на электродинамическую и термическую стойкость.

Как правило, гибкие шины и токопроводы крепят на гирляндах подвесных изоляторов с очень большим расстоянием между фазами. Например, для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами небольшие, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Но при больших токах КЗ провода в фазах имеют все шансы на столько сблизится друг с другом, что произойдет их схлестывание. На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при $I_K^{(3)} \geq 20 кА$ и провода ВЛ при $i_{уд} \geq 50 кА$. На рассматриваемой ПС не требуется проверка на электродинамическую стойкость.

По условию $I_{дон} > I_{раб.макс}$, выбираем ошиновку, выполненную проводами марки АС-300/39, допустимый продолжительный ток которого равен 710 А.

Проверка по допустимому току (на нагрев):

$$710 > 245 / 261$$

Последним этапом выбора гибкой ошиновки считается проверка проводников по условиям короны. Процесс коронирования приводит к возникновению добавочных потерь энергии, к появлению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи и к образованию озона, оказывающего отрицательное воздействие на поверхности контактных соединений. Верный выбор проводников гарантирует снижение действия короны до допустимых значений.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (48)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (0,82 для многопроволочных проводов);

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (49)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (50)$$

где D – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз (для 220 кВ, это расстояние составляет 4 метра).

Провода не будут коронировать, если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (51)$$

Для провода марки АС-300/39 критическая напряженность электрического поля будет равна, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}} \right) = 31,628.$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит, кВ/см:

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,2 \cdot \lg \frac{504}{1,2}} = 24,74.$$

Проверим согласно условию (51):

$$1,07 \cdot 24,74 \leq 0,9 \cdot 31,628,$$

$$26,48 \leq 28,465.$$

Условие выполняется, а значит, коронный разряд возникать не будет.

Выбранное сечение АС-300/39 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в РУ 220 кВ реконструируемой подстанции.

Необходимо выбрать опорные и подвесные изоляторы для РУ ВН ПС Белогорск.

В распределительных устройствах токоведущие части соединяют с несущими конструкциями при помощи опорных, проходных и подвесных изоляторов.

Шины ОРУ 220 кВ крепятся к порталам с помощью гирлянд подвесных изоляторов. Выбор любых изоляционных конструкций производится по длине пути утечки, см:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K, \quad (52)$$

где λ_3 – удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ [16];

U – наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ;

K – коэффициент эффективности [16].

Число изоляторов в гирлянде определяется как:

$$m = \frac{L}{L_{II}}, \quad (53)$$

где L_{II} – длина пути утечки одного изолятора.

В данной работе необходимо выбрать подвесные изоляторы для системы шин на ОРУ 220 кВ.

Длина пути утечки составит:

$$L = 1,5 \cdot 252 \cdot 1,2 = 453,6 \text{ см.}$$

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС120Б с длиной пути утечки 320 ± 14 мм. Число изоляторов в гирлянде составит:

$$m = \frac{453,6}{32} + 2 = 15,5.$$

Округляя до целого получим 16 изоляторов в гирлянде на ОРУ 220 кВ.

Для крепления токоведущих частей на ОРУ 220 кВ, а также ошиновки трансформатора 35 и 10 кВ используются опорные изоляторы.

Опорные изоляторы выбираются по следующим параметрам:

- по напряжению установки;
- по месту установки;
- по допускаемой механической нагрузке, Н:

$$F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (54)$$

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

$F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора.

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (55)$$

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

Согласно [15] расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки, приводимой в паспортных данных на изоляторы.

Максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (56)$$

где a – расстояние между фазами (для 220 кВ – 4 метра [4]);

l – длина пролета между изоляторами

В качестве опорных изоляторов на ОРУ 220 кВ выбираем ОСК-8-220-4 УХЛ1 расшифровывается как – изолятор опорный стержневой защитная оболочка кремнийорганическая. Высоковольтные полимерные изоляторы ОСК-8-220-А-4 УХЛ1 выпускаются серийно на основе композиционных материалов:

высокопрочного стеклопластикового стержня диаметром 120 мм, защитной оболочки из кремнийорганической резины обладающей повышенной гидрофобностью и трекингоустойчивостью. Изоляторы обладают повышенной сейсмостойкостью и устойчивостью к актам вандализма. Длина пути утечки – 5700 мм.

Допустимая нагрузка для данного изолятора:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 8000 = 4800 \text{ Н.}$$

Наибольший ударный ток на ПС 220 кВ Белогорск, составляет 12,554 кА. Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{12,554^2}{4} \cdot 16 \cdot 10^{-7} = 109,103 \text{ Н.}$$

Проверка по условию:

$$109,103 \leq 4800 \text{ Н.}$$

Данный изолятор обладает высоким запасом прочности и может быть принят к установке в ОРУ 220 кВ.

5.5 Выбор и проверка трансформаторов тока

Так как выключатель ВЭБ-220 комплектуется встроенными трансформаторами тока типа ТВГ-220, произведем проверку данных ТТ.

Для выбора ТТ нужно определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь, и иметь данные о длине l соединительных проводов. Их минимальное сечение должно быть $2,5 \text{ мм}^2$ для медных и 4 мм^2 для алюминиевых проводов. Максимальные сечения соответственно 6 и 10 мм^2 [9].

Длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов можно принять для разных присоединений приблизительно равной значениям, приведенным в таблице 29.

Таблица 24 – Длина соединительных проводов от ТТ до приборов

Присоединение, кВ	Длина, м
КРУ 6-10 кВ	3-5
ОРУ 35 кВ	50-60
ОРУ 220 кВ	90-120

На линиях 220 кВ необходимо устанавливать следующее оборудование: амперметр, ваттметр, варметр и расчетные счетчики активной и реактивной энергии на тупиковых потребительских линиях. В таблице приведен перечень приборов, подключаемых к ТТ.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	0	4	0
Ваттметр	СР3021	5	0	5
Варметр	СТ3021	5	5	5
Итого		10	9	10

Для выключателей ВЭБ-220 выберем комплектацию трансформаторов тока №623-09. В данном комплекте присутствуют ТТ марок ТВГ-УЭТМ-220-0,2-1000/5 для измерения (количество на полюс – 1) и ТВГ-УЭТМ-220-5Р-1000/5 для защиты (количество на полюс – 3). Класс точности для измерения – 0,2, для учета – 0,2S, для РЗА – 5Р.

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2НОМ} \geq \sum (R_{ПРИБ} + R_{ПРОВ} + R_{К}) \quad (57)$$

$Z_{2НОМ}$ найдем по следующей формуле:

$$Z_{2НОМ} = \frac{S_{2НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_2^2} \quad (58)$$

где $S_{2НОМ}$ – номинальная вторичная нагрузка, ВА;

I_2 – номинальный вторичный ток.

$$Z_{2НОМ} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 5^2} = 1,155$$

$R_{ПРИБ}$ найдем по формуле:

$$\Sigma R_{ПРИБ} = \frac{\Sigma S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2}, \quad (59)$$

где $\Sigma S_{ПРИБ}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

$$\Sigma R_{ПРИБ} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}$$

$R_{ПРОВ}$ находится по формуле:

$$\Sigma R_{ПРОВ} = \rho \cdot \frac{l}{S_{ПРОВ}} \quad (60)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0175$ - удельное сопротивление материала (медь).

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,05$ Ом.

Так как сечение кабеля не известно и его необходимо найти, приближенное сопротивление провода определяется по формуле :

$$R_{ПРОВ} = Z_{2НОМ} - \Sigma R_{ПРИБ} - R_K = 1,155 - 0,4 - 0,05 = 0,705 \text{ Ом}$$

Сечение провода определяется по формуле :

$$S_{\text{ПРОВО}} = \frac{\rho \cdot l}{R_{\text{ПРОВО}}} = \frac{0,0175 \cdot 90}{0,705} = 2,234,$$

Принимаем медный кабель с сечением 2,5 мм².

$$\text{Тогда } \Sigma R_{\text{ПРОВО}} = \rho \cdot \frac{l}{S_{\text{ПРОВО}}} = 0,63$$

$$Z_2 = \Sigma R_{\text{ПРИБ}} + R_K + R_{\text{ПРОВО}} = 0,4 + 0,63 + 0,05 = 1,08 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 31.

Таблица 26 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ТВГ – 220.

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 750 \text{ А}$	$I_{\text{Р.МАХ}} = 131 / 142 / 245 / 261 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{Р.МАХ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{УД}} = 12,554 \text{ кА}$	$I_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}}$
$Z_{2\text{НОМ}} = 1,155 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,08 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{НОМ}} \geq Z_2$
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 1 = 2500 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$B_K = 57,947 \text{ кА}^2 / \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

Как видно из результатов ТТ соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

5.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Необходимо заменить трансформаторы напряжения на ПС 220 кВ Белогорск, в связи с тем, что ТН на этой ПС был установлен в 80-х гг. прошлого столетия.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

При выборе трансформаторов напряжения должно соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, (51)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений.

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

Для установки на ПС выберем ТН произведенные ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш» марки – ЗНГ – 220 кВ.

Трансформатор напряжения данной марки оснащен эффективно действующим взрывозащитным устройством (мембраной), исключающим взрыв трансформатора даже при коротком внутреннем замыкании. Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха для данного ТН составляет -60°C ,

верхнее значение – +50 °С. Существует возможность изготовления трансформатора с тремя вторичными обмотками: одна - для подключения цепей учета, вторая - для подсоединения цепей измерения, защиты и управления, третья - для цепей защиты от замыканий на землю.

Класс точности – 0,2.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 25.

Таблица 27 – Вторичная нагрузка ТН в ОРУ 220 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	7,5	1	7,5
Частотомер	СС3021	5	1	5
Итого				17,5

Суммарная нагрузка на трансформаторах напряжения:

$$S_{\Sigma} = 5 + 7,5 + 5 = 17,5 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 26.

Таблица 28 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 220\text{кВ}$	$U_{УСТ} = 220\text{кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$
$S_{НОМ2} = 500\text{ВА}$	$S_{\Sigma} = 17,5\text{ВА}$	$S_{НОМ2} \geq S_{\Sigma}$

Как видно из результатов ТН соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

5.7 Разработка заземления и молниезащиты РУ ВН ПС

5.7.1 Конструктивное исполнение заземления ПС и определение его стационарного и импульсного сопротивления

В зависимости от назначения, различают следующие виды заземлений: защитное, молниезащиты, рабочее [19].

Защитное заземление применяется для защиты персонала от напряжения прикосновения. Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны быть заземлены. В электроустановках заземляются корпуса трансформаторов, аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов, пультов, шкафов, металлические конструкции кабельных муфт, металлические оболочки и броня кабелей, проводов, металлические конструкции зданий и сооружений.

Рабочее заземление необходимо для нормальной заботы электроустановок. К рабочему заземлению относится заземление нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек.

Заземление молниезащиты необходимо для отвода токов молнии в землю.

Обычно для выполнения всех трёх типов заземления используют одно заземляющее устройство.

Конструктивно заземление на подстанции выполняется в виде сетки состоящей из горизонтальных заземлителей, со стороной квадрата сетки кратной 6 м. В узлах данной сетки располагаются вертикальные заземлители. Сетка закладывается на глубину 0,5-0,7 м. Сетка не должна проходить под фундаментом электрических установок. Вертикальные заземлители – прутковая сталь диаметром не менее 10 мм.

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя, определение расчетных геометрических параметров сетки заземления и проверку электродов на термическую и коррозионную стойкость.

Произведем расчет заземления ОРУ 220 кВ ПС Белогорск.

Контур сетки заземления располагаем на расстоянии не менее 1-1,5 м от оборудования, чтобы человек при прикосновении к аппарату не мог находиться

за его пределами.

Площадь использования под заземлитель, м²:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (61)$$

где A и B – ширина и длина территории, занимаемой заземлителем, м.

$$S = (154 + 2 \cdot 1,5) \cdot (93,6 + 2 \cdot 1,5) = 15170 \text{ м}^2.$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков диаметром, равным $d = 12$ мм.

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{м.п} = \pi \cdot R^2, \quad (62)$$

где R – радиус горизонтальных и вертикальных проводников, мм.

$$F_{м.п} = \pi \cdot 6^2 = 113,097 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{м.с} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (63)$$

где $T = 0,3$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

$\beta = 21$ (для стали) – коэффициент термической стойкости.

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{4987^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 29,803 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}), \quad (64)$$

где $T = 240$ мес – время использования заземлителя за 20 лет.

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (65)$$

где a_k, b_k, c_k, α_k – справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта.

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

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

$$F_{кор} = \pi \cdot 0,784 \cdot (12 + 0,784) = 31,477 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{м.н} \geq F_{\min} \geq F_{кор} + F_{m.c}; \quad (66)$$

$$F_{м.н} = 113,097 \geq F_{\min} = 48,21 \text{ мм}^2.$$

Условие выполняется, поэтому оставляем выбранный диаметр прутков.

Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{n-n} = 6$ м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_T = \frac{2 \cdot S}{l_{n-n}}; \quad (67)$$

$$L_T = \frac{2 \cdot 15170}{6} = 5055 \text{ м.}$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_T}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (68)$$

$$m = \frac{5055}{2 \cdot \sqrt{15170}} - 1 = 19,525.$$

Принимаем: $m=20$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 6,158 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1); \quad (69)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{15170} \cdot (20 + 1) = 5172 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (70)$$

где a – расстояние между вертикальными электродами, равное 15 м.

$$n_g = \frac{4 \cdot \sqrt{15170}}{15} = 32,84.$$

Принимаем: $n_g = 33$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экв}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_g \cdot l_g} \right), \quad (71)$$

где $\rho_{\text{экв}}$ – эквивалентное удельное сопротивление грунта;

A – параметр, зависящий от соотношения $l_g / \sqrt{S_1}$.

$$l_g / \sqrt{S_1} = 5 / \sqrt{15170} = 0,041, \text{ следовательно, } A = 0,4 [2].$$

Тогда, стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = 50 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{15170}} + \frac{1}{5172 + 33 \cdot 5} \right) = 0,172 \text{ Ом.}$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экв}} + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (72)$$

где I_m – ток молнии, кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{15170}}{(50 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 2,424 ;$$

Определяем импульсное сопротивление грунтов, которое должно соответствовать условию:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \leq 0,5 \text{ Ом}; \quad (73)$$

$$R_u = 0,172 \cdot 2,424 = 0,416 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Полученное значение не выше допустимого, что соответствует требованиям, предъявляемым к заземлителям согласно ПУЭ.

5.7.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Благодаря молниеотводам осуществляется защита от прямых ударов молнии..

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, поражать наиболее высокие предметы. Благодаря этому защищаемый объект,

более низкий по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если он будет полностью входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту объектов от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности.

Для защиты территории подстанции обычно используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах, прожекторных мачтах, на крышах зданий, а также на отдельностоящих конструкциях.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии.

Защита ОРУ 220 кВ ПС Белогорск от прямого удара молнии осуществляется пятью молниеотводами, установленными на линейных порталах. Рассчитаем зоны защиты на трех уровнях: на уровне земли, шинного и линейного портала.

Произведем расчет параметров защиты молниеотводов.

Высота молниеотвода $h = 38\text{ м}$, тогда

Эффективную высоту молниеотвода найдем по формуле:

$$h_{эф} = 0,92 \cdot h, \quad (74)$$

$$h_{эф} = 0,92 \cdot 38 = 34,96 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 = 1,5 \cdot h, \quad (75)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 38 = 57 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне защищаемого объекта (линейного портала, высотой 17 м):

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right), \quad (76)$$

где $h_{\text{эф}}$ – высота защищаемого объекта.

$$r_x = 45 \cdot \left(1 - \frac{17}{34,96} \right) = 29,283 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами определяется как:

$$h_{\text{cx}} = h_{\text{эф}} - 0,14 \cdot (L - h), \quad (77)$$

где L – расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта определяется по формуле:

$$r_{\text{cx}} = r_{\text{c0}} \cdot \frac{h_{\text{cx}} - h_x}{h_{\text{cx}}} \quad (78)$$

Для примера рассмотрим параметры защиты молниеотводов 1-5. Расстояние между молниеотводами $L=57\text{м}$.

$$h_{\text{cx}} = 34,96 - 0,14 \cdot (57,308 - 38) = 32,257 ,$$

$$r_{cx} = 57 \cdot \frac{32,257 - 17}{32,257} = 26,96$$

Далее находятся параметры для остальных молниеотводов и по окончании расчета строиться общая картина для зон защиты для указанного объекта.

Подробный расчет приведён в Приложении А.

Как видно по плану система молниеотводов образована стержневыми молниеотводами одинаковой высоты. На уровне земли территория ОРУ полностью защищено от прямых ударов молнии, на высоте равной высоте шинного портала все элементы на ОРУ находятся внутри соответствующей зоны защиты.

5.7.3 Выбор и проверка ОПН

Ограничитель перенапряжений нелинейный является одним из основных элементов системы защиты от перенапряжений, обеспечивающий защиту электрооборудования РУ подстанций и линий от коммутационных и грозовых перенапряжений [2].

Выбор ОПН производится в два этапа:

- 1) предварительный выбор;
- 2) после изучения влияющих факторов, окончательный выбор.

Предварительно выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-П-220 УХЛ1 (П – в полимерной крышке), произведенным ЗАО «Завод энергозащитных устройств».

Таблица 29 – Основные характеристики ОПН-П-220 УХЛ1

Характеристика	Значение
1	2
Класс напряжения сети, кВ	220
Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	156
Остающееся напряжение при коммут. токе $U_{ост}$, кВ	374

1	2
Номинальный разрядный ток $I_{разр}$, кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	650
Полная энергоемкость W_c , кДж	624
Длина пути утечки внешней изоляции, см	560

Предварительный выбор ОПН будет производиться по следующим условиям:

1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в электрической сети:

$$U_{н.д.р.} \geq (1,02 \div 1,05) \cdot \frac{U_{н.р.с}}{\sqrt{3}}, \quad (79)$$

Для повышения надежности ОПН выбирают с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением выше на 2-5 % наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН.

$$U_{НР} = \frac{252 \cdot (1,02 \div 1,05)}{\sqrt{3}} = 152,8 \text{ кВ}$$

2) По расчетной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \leq \frac{U_{\max.p}}{K_B}, \quad (80)$$

где K_B – коэффициент зависимости от времени τ (ГОСТ Р 53735.5).

$$U \leq \frac{146}{1,3} = 112,3 \leq 156$$

3) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_K \leq I_{разр},$$

где
$$I_K = \frac{U - U_{ост}}{Z_B}; \quad (81)$$

U – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ОПН;

Z_B – волновое сопротивление провода относительно земли.

$$I_K = \frac{U - U_{ост}}{Z_B}, \quad (82)$$

$$I_K = \frac{308 - 232}{506} = 0,15 \text{ кА}$$

$$0,15 \leq 10 \text{ кА}$$

ОПН прошел предварительную проверку.

Далее осуществляется окончательный выбор, чтобы убедиться в надежности выбранных ОПН.

Окончательный выбор ОПН производится с учетом требований ПУЭ, ПТЭ, руководящих указаний по защите от перенапряжений, а также неэлектрических воздействий. К последним весьма условно можно отнести:

- взрывобезопасность, длину пути утечки внешней изоляции ОПН, механические воздействия, климатическое исполнение и категорию размещения, температуру окружающей среды, а также вибрации, допустимый уровень частичных разрядов.

Для сетей до 220 кВ наиболее опасными являются грозовые перенапряжения, поэтому проверку характеристик по квазистационарным перенапряжениям проводит не обязательно.

1) Поглощаемая ограничителем энергия не должна превосходить энергоемкость ОПН:

$$W_{уд} \cdot U_{нд} \geq W_c, \quad (83)$$

$$5,6 \cdot 146 = 817,6 \text{Дж} \rightarrow 817,6 \geq 624 \text{кДж}$$

2) Ограничитель должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям:

$$A_{зп110} = \frac{U_{исп} - U_{ост.зр}}{U_{исп}} = \frac{551 - 436}{551} = 0,206 \geq 0,2$$

3) Ограничитель должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям:

$$A_{вн110} = \frac{U_{доп} - U_{ост.к}}{U_{доп.}} = \frac{533 - 385}{533} = 0,278 \geq 0,25$$

4) Ток короткого замыкания сети должен быть меньше тока взрывобезопасности ОПН.

$$I_{кз} \leq I_{вз.без.}, \quad (84)$$

$$5,8 \leq 40 \text{ кА}$$

Таким образом, в результате окончательной проверки, выбранные ОПН соответствуют предъявленным условиям.

6 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ НОВЫХ ВОДУШНЫХ ЛИНИЙ

6.1. Конструкция провод

Для подвеса на проектируемые линии выбран провод марки АС-240/32 и АС-300/39

Провода данной марки состоят из стального сердечника и алюминиевых проволок, скрученных правильной скруткой с направлением скрутки соседних повивов в противоположные стороны, при этом, наружный повив имеет правое направление скрутки [27].

Основные технические характеристики провода АС-240/32:

-максимально допустимая температура проводов при эксплуатации не должна превышать $+90^{\circ}\text{C}$;

- временное сопротивление разрыву равен 160–195 МПа.

-масса 1 км провода равно 921 кг;

-температурный коэффициент электросопротивления при неизменной массе, на 1°C – 0,00403;

-удельное электрическое сопротивление материала проволок при температуре 20°C - не более $0,0283 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$;

-диаметр провода – 21,6 мм;

-диаметр стального сердечника – 7,2 мм;

-разрывное усилие составляет 75050 Н;

-допустимый ток не должен превышать 605 Ампер.

Основные технические характеристики провода АС-300/39:

-максимально допустимая температура проводов при эксплуатации не должна превышать $+90^{\circ}\text{C}$;

-минимальная допустимая температура проводов при эксплуатации не должна превышать -60°C ;

-временное сопротивление разрыву составляет 160-195 Мпа;

-масса 1 км провода равно 1132 кг;

-температурный коэффициент электросопротивления при неизменной массе, на 1 °С – 0,00403;

-удельное электрическое сопротивление материала проволок при температуре 20 °С - не более 0,0283 Ом·мм²/м;

-диаметр провода – 24 мм;

-диаметр стального сердечника – 8 мм;

-разрывное усилие составляет 90574 Н;

-допустимый ток не должен превышать 710 Ампер.

При подвесе проводов на данном участке электрической сети необходимо учесть, что на воздушных линиях длиной более 100 км должен выполняться один полный шаг транспозиции. Данная мера необходима для ограничения несимметрии токов и напряжений. Транспозиция должна осуществляться так, чтобы суммарные длины участков ВЛ с различным чередованием фаз были примерно равны.

6.2. Выбор опор

В настоящее время большое распространение получили стальные многогранные опоры. Многогранные опоры устанавливают для линий электропередачи напряжением 10-500 кВ. Такие опоры могут эксплуатироваться в I-V гололедно-ветровых районах, а также в районах с низкими температурами до минус 60°С.

В России стальные многогранные опоры производят из низколегированной стали в соответствии с рабочими чертежами российских проектных институтов. Опора представляет собой конструкцию, выполненную из стоек. Отдельные стойки имеют форму полых телескопических конусов, в поперечном сечении – правильный многогранник. Соединения в секциях стоек – телескопические или фланцевые, траверсы – многогранные, решетчатые или изолирующие провода. Обработка от коррозии производится путем горячего оцинкования или покрытия цинкосодержащим композитом.

Многогранные опоры обладают следующими достоинствами: транспортабельность, малый отвод земли, надежность, вандалоустойчивость,

адаптивность, высокая скорость монтажа, в том числе за счет увеличения межопорных расстояний. В отличие от унифицированных опор возможно проектирование опор индивидуально для линии, с учётом рельефа и климата.

В районе строительства проектируемой линии предпочтительнее установка стальных многогранных опор, поскольку суммарная длина проектируемой линии более 500 км, местность необжитая, труднодоступная, со сложными природно-климатическими условиями.

При применении многогранных опор трудозатраты ниже по сравнению с другими типами опор как при выполнении земляных работ при установке фундаментов по опоры, так и при сборке и установке самих опор, это позволяет быстрее производить работы.. Снижение трудозатрат связано с увеличением пролетных расстояний, простоты установки, малого количества сборочных элементов.

Большим плюсом применения стальных многогранных опор для данного района является более дешёвая транспортировка, в отличие от решетчатых, поскольку данный тип опор легче, также многие конструкции позволяют верхние секции размещать внутри нижних, длина телескопических секций не превышает 12 метров. Данный тип опор легче стальных решетчатых опор, что облегчает выкладку и сбор опор.

Существует несколько способов закрепления многогранных опор в грунте:

- на сборный железобетонный фундамент;
- на монолитный фундамент;
- на винтовые сваи;
- на пробуренный котлован;
- на трубы.

В районах с вечной мерзлотой предпочтительнее способ закрепления опоры на винтовые сваи. Опора крепится к фундаменту с помощью болтов. Установка опоры на фундамент производится обычным краном, поскольку опоры данного типа компактны и имеют небольшой вес.

Примем к установке стальные многогранные опоры разработанные ОАО «НТЦ электроэнергетики» и имеющие следующую маркировку: промежуточные опоры – ПМ220-1, угловая анкерная опора – УМ220-1, анкерная опора – АМ220-1.

ОАО «НТЦ электроэнергетики» разработаны стальные многогранные одноцепные опоры ПМ220-1, ПМ220-3, ПМ220-5, изготавливаются по типовому проекту шифр 26.0069; УМ220-1, УМ220-3, КМ220-1, АМ220-1 - по типовому проекту шифр 27.0003 [5]. Есть и двухцепные опоры ПМ220-2, изготавливаются по типовому проекту шифр 27.0009 и АМ220-2/УМ220-2, изготавливаются по типовому проекту шифр 28.0004.

На опорах указанных проектов предусмотрена подвеска сталеалюминевых проводов АС 240/32, АС 300/39 и грозозащитного троса ТК11. Опоры рассчитаны на применение подвесных стеклянных изоляторов ПС300В для провода и ПС160Д для грозотроса [5].

6.3. Выбор и проверка изоляции ВЛ

Для крепления провода воздушной линии электропередачи к опоре применим изоляторы марки ПС300В.

Основные параметры выбранной марки изолятора:

- длина пути утечки изолятора составляет 385 мм;
- механическая разрушающая сила – 300 кН;
- диаметр тарелки – 320 мм;
- строительная высота – 195 мм.

Выбор изоляции производится с помощью удельной эффективной пути утечки в зависимости от степени загрязнения атмосферы.

Для ВЛ номинального напряжения 220 кВ к числу изоляторов, полученных по формуле (43) следует прибавить еще 2 изолятора.

Длина пути утечки составит:

$$L = 1,5 \cdot 252 \cdot 1,2 = 453,6 \text{ см.}$$

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС120Б с длиной пути утечки 320 ± 14 мм. Число изоляторов в гирлянде составит:

$$m = \frac{453,6}{38,5} + 2 = 13,8.$$

Округляя до целого значения, получим 14 изоляторов в гирлянде.

Для крепления грозотроса выберем изолятор марки – ПС160Д. Согласно [12] количество изоляторов в поддерживающем тросовом креплении должно быть не менее двух и определяться условиями обеспечения требуемой надежности каналов высокочастотной связи. Количество изоляторов в натяжном тросовом креплении следует принимать удвоенным по сравнению с количеством изоляторов в поддерживающем тросовом креплении.

Для минимизации последствий жизнедеятельности птиц возможно применение защитных колпаков на поддерживающих гирляндах изоляторов.

6.4. Выбор линейной арматуры

Для крепления проводов к изоляторам и изоляторов к опоре применяется линейная арматура.

Основные виды линейной арматуры необходимые для проектируемой воздушной линии:

- зажимы, служащие для закрепления проводов и тросов;
- сцепная арматура, служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом;
- соединительная арматура, служащая для соединения проводов и тросов в пролете, а также для соединения проводов и шлейфов на опорах анкерного типа;
- гасители вибрации с грузами или демпфирующие петли [7].

Согласно [15] на ВЛ 110 кВ и выше в условиях труднодоступной местности рекомендуется применение двухцепных поддерживающих и натяжных гирлянд изоляторов с отдельным креплением к опоре.

Крепление проводов к подвесным изоляторам и крепление тросов следует производить при помощи поддерживающих или натяжных зажимов. Из натяжных зажимов предпочтение следует отдавать зажимам, не требующим разрезания провода [15].

Поддерживающие зажимы для подвески проводов могут быть глухими или с заделкой ограниченной прочности. По условию надежности рекомендуется применение глухих зажимов. Подвеску грозозащитных тросов на опорах следует осуществлять только в глухих зажимах [15].

Соединения проводов и тросов следует производить при помощи соединительных зажимов, сварки, а также при помощи зажимов и сварки в совокупности. В одном пролете ВЛ допускается не более одного соединения на каждый провод или трос [15].

Поскольку проектируемая ВЛ неоднократно будет пересекать водные преграды, необходима защита от вибрации. На сталеалюминевых проводах большого сечения применяют гасители вибрации обычного типа [15].

Применение распорок и защитной арматуры для линии данного класса напряжения не требуется.

6.5. Заземление ВЛ

Согласно [12] воздушные линии 110-500 кВ с металлическими и железобетонными опорами должны быть защищены от прямых ударов молнии грозотросами по всей длине. В свою очередь воздушные линии, имеющие тросы должны быть заземлены.

На каждом анкерном участке длиной до 10 км грозозащитные 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 так, чтобы при наибольшем

значении продольной электродвижущей силы, наводимой в тросе при КЗ на ВЛ, не происходил пробой искровых промежутков на ВЛ [15].

На подходах к ПС на расстоянии 2-3 км тросы необходимо заземлить на каждой опоре.

Защитные аппараты, устанавливаемые на опорах ВЛ для защиты от грозových перенапряжений, должны быть присоединены к заземлителю отдельным спуском [15].

На металлических и железобетонных опорах соединение тросов с заземляющими устройствами опор всегда осуществляется с использованием металла опор, включая траверсы или арматуру [15].

Заземлители ВЛ, как правило, должны находиться на глубине не менее 0,5 м, а в пахотной земле - 1 м. В случае установки опор в скальных грунтах допускается прокладка лучевых заземлителей непосредственно под разборным слоем над скальными породами при толщине слоя не менее 0,1 м. При меньшей толщине этого слоя или его отсутствии рекомендуется прокладка заземлителей по поверхности скалы с заливкой их цементным раствором.

Сечение каждого из заземляющих спусков на опоре ВЛ должно быть не менее 35 мм^2 , а для однопроволочных спусков диаметр должен быть не менее 10 мм. Допускается применение стальных оцинкованных однопроволочных спусков диаметром не менее 6 мм. Сопротивление заземляющего устройства воздушной линии должно быть не более 30 Ом.

Соединение заземляющих проводников между собой, присоединение их к верхним заземляющим выпускам стоек железобетонных опор, к крюкам и кронштейнам, а также к заземляемым металлоконструкциям и к заземляемому электрооборудованию, установленному на опорах ВЛ, должны выполняться сваркой или болтовыми соединениями [15].

Присоединение заземляющих проводников (спусков) к заземлителю в земле также должно выполняться сваркой или иметь болтовые соединения [15].

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

7.1 Расстановка комплектов защиты и автоматики при развитии электрической сети

В соответствии [15] на линии напряжением 220 кВ должны быть установлены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

От замыканий на землю должна быть учтена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита должна быть введена, как правило, только с тех сторон, откуда может быть подано питание [15].

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий нужно устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. В случае, если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или скорости отключения повреждения, например на головных участках, или если это рационально по условию согласования защит смежных участков с защитой данного участка, должна быть предусмотрена ступенчатая дистанционная защита. В последнем случае в качестве дополнительной защиты рекомендовано использовать токовую отсечку без выдержки времени [15].

Для линий напряжением 110-220 кВ советуется осуществлять основную защиту с применением высокочастотной блокировки дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит, когда это рационально по условиям чувствительности (например, на линиях с ответвлениями) или упрощения защиты [15].

Для обеспечения защиты проектируемой линии необходима установка комплектов релейной защиты и автоматики на всех присоединениях.

7.2 Релейная защита новой ВЛ

Для защиты новой линии прием оборудование отечественного производителя ООО Проектный центр «ЭКРА».

Возьмем к установке шкаф дистанционной и токовой защит линии ШЭ 2607 021, сделанного на основе микропроцессорного терминала БЭ2704. Функции основной защиты линии осуществляет МТО, ДЗ и ТЗНП, в качестве резервной защиты – МТЗ, кроме того этот шкаф содержит устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) и автоматику разгрузки при перегрузке по току (АРПТ) [9].

Рассмотрим расчет релейной защиты для линии Белогорск-Амурская.

Алгоритм для всех линий будет аналогичным.

7.2.1 Токовая отсечка для линии с двухсторонним питанием

Отсечка является разновидностью токовой защиты, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ. Токовые отсечки подразделяются на отсечки мгновенного действия и отсечки с выдержкой времени (около 0,3 – 0,6 с). В отличие от максимальной токовой защиты селективность действия токовой отсечки достигается не выдержкой времени, а ограничением зоны ее действия. Для этого ток срабатывания отсечки должен быть больше максимального тока КЗ, проходящего через защиту при повреждении в конце участка, за пределами которого отсечка не должна работать. Такой способ ограничения зоны действия основан на том, что ток КЗ зависит от величины сопротивления до места повреждения [6].

Для линии с двухсторонним питанием токовые отсечки устанавливаются с двух сторон. Для их селективной работы должна выполняться отстройка от максимального тока внешнего короткого замыкания.

Токовая отсечка при трехфазном коротком замыкании:

В данном случае максимальный ток внешнего КЗ является $I_{кз2}^{(3)} = 4,987$ кА .

Ток срабатывания отсечки определяется:

$$I_{сзто} = k_{отс} \cdot I_{кз2}^{(3)}, \quad (85)$$

где $I_{кз2}$ – максимальный ток КЗ на шинах соседней подстанции.

$K_{отс}$ – коэффициент отстройки, для реле с выдержкой времени равен 1,1.

$$I_{сзто} = 1,1 \cdot 4,987 = 5,486 \text{ кА.}$$

Проверка по чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{кз1}^{(2)}}{I_{сзто}} \quad (86)$$

$$I_{кз1}^{(2)} = 2,716 \text{ кА}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{2,716}{5,418} = 0,5 \geq 2$$

Токовая отсечка при однофазном коротком замыкании:

В данном случае максимальный ток внешнего КЗ является $I_{кз2}^{(1)} = 2,357$

кА

$$I_{сзто} = 1,1 \cdot 2,357 = 2,593 \text{ кА.}$$

Проверка по чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{2,357}{2,593} = 0,91 \geq 2$$

Поскольку токовая отсечка не удовлетворяет условию, устанавливаем максимальную токовую защиту (МТЗ).

МТЗ со стороны ПС Амурская:

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{сзМТЗ} = \frac{k_3 \cdot k_{сам}}{k_8} \cdot I_{расч.мах} , \quad (87)$$

где $I_{расч.мах}$ – расчетный максимальный ток линии 220 кВ

k_3 - коэффициент запаса, равен 1,2

$k_{сам}$ - коэффициент самозапуска, равен 2

k_8 - коэффициент возврата, равен 0,8

$$I_{расч.мах} = 0,142 \text{ кА}; \quad (88)$$

$$I_{сзМТЗ} = \frac{2 \cdot 1,2}{0,8} \cdot 0,142 = 0,426 \text{ кА.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_ч = \frac{I_{КЗ1}^{(2)}}{I_{сзМТЗ}} ,$$

(89)

$$k_ч = \frac{2,716}{0,426} = 6,376 \geq 2$$

Время срабатывания МТЗ $t_{ср} = 0,5 \text{ с.}$

МТЗ со стороны ПС Белогорск:

$$I_{расч.мах} = 0,142 \text{ кА,}$$

$$I_{сзМТЗ} = \frac{2 \cdot 1,2}{0,8} \cdot 0,142 = 0,426 \text{ кА.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{2,357}{0,426} = 9,581 \geq 2$$

7.2.2 Дистанционная защита линии

Дистанционные защиты-это сложные направленные или ненаправленные защиты с относительной селективностью, выполненные с использованием минимальных реле сопротивления, реагирующих на сопротивление линии до места КЗ, которое пропорционально расстоянию, т.е. дистанции. Отсюда и происходит название дистанционной защиты (ДЗ). Дистанционные защиты реагируют на междуфазные КЗ. Для правильной работы дистанционной защиты необходимо наличие цепей тока от ТТ присоединения и цепей напряжения от ТН. При отсутствии или неисправности цепей напряжения возможна излишняя работа ДЗ при КЗ на смежных участках [6].

Для обеспечения селективности в сетях сложной конфигурации на ЛЭП с двухсторонним питанием ДЗ необходимо выполнять направленными, действующими при направлении мощности КЗ от шин в ЛЭП. Направленность действия ДЗ обеспечивается при помощи дополнительных РНМ или применением направленных РС, способных реагировать и на направление мощности КЗ.

На линиях 35 кВ и выше дистанционные защиты выполняются трехступенчатыми, причем КЗ в первой зоне, охватывающей 85 % длины защищаемой линии, независимо от режима питающей энергосистемы обеспечивается отключение без дополнительной выдержки времени. Этим дистанционные защиты выгодно отличаются от МТЗ. При КЗ и последующих зонах выдержка времени защиты увеличивается по мере удаления точки КЗ от места установки защиты.

В распределительных сетях напряжением выше 6 кВ дистанционные защиты линий от междуфазных КЗ используются в тех случаях, когда конфигурация сети и требования быстродействия и чувствительности не позволяют применять более простые защиты – МТЗ. На линиях 35 кВ и выше дистанционные защиты выполняются трехступенчатыми, причем КЗ в первой зоне, охватывающей 85 % длины защищаемой линии, независимо от режима питающей энергосистемы обеспечивается отключение без дополнительной выдержки времени. Этим дистанционные защиты выгодно отличаются от МТЗ.

При КЗ и последующих зонах выдержка времени защиты увеличивается по мере удаления точки КЗ от места установки защиты.

Распределительные сети 6 и 10 кВ, как правило, не отличаются сложной конфигурацией, и требование быстродействия не является решающим. Поэтому дистанционные защиты находят широкое применение только в сетях напряжением 35 кВ и выше, где уровень выдержек времени МТЗ оказывается недопустимо высоким, а чувствительность низкой. Лишь на секционированных ВЛ 10 кВ с сетевым резервированием в ряде случаев используют дистанционные защиты.

Предварительно, в зависимости от марки провода, определяется полное комплексное сопротивление линии для линии Белогорск-Амурская:

$$Z_{л} = \sqrt{(r_0^2 + x_0^2)} \cdot l , \quad (90)$$

$$Z_{л} = \sqrt{(0,121^2 + 0,44^2)} \cdot 64,198 = 29,3 \text{ Ом.}$$

Уставка срабатывания первой ступени выбирается из условия отстройки от КЗ на шинах приёмной подстанции:

$$Z_{с.з}^I = k_3 \cdot Z_{л} , \quad (91)$$

$$Z'_{c.3} = 0,85 \cdot 29,3 = 24,905 \text{ Ом.}$$

где $k_3 = 0,85$ – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность защиты совместно с трансформаторами тока и напряжения.

Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум основным условиям:

$$Z''_{c.3} \leq \begin{cases} k_3 \cdot \left(Z_L + 0,85 \cdot \frac{Z_{m1}}{2} \right), \\ k_3 \cdot (Z_L + 0,85 \cdot Z'_{c.3}) \end{cases}, \quad (92)$$

$$Z''_{c.3} \leq \begin{cases} 0,85 \cdot \left(29,3 + 0,85 \cdot \frac{79,406}{2} \right) = 63,05 \text{ Ом} \\ 0,85 \cdot (29,3 + 0,85 \cdot 24,905) = 50,469 \text{ Ом} \end{cases}.$$

В дальнейшем из всех полученных значений сопротивлений срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее. Сопротивление $Z''_{c.3} = 50,469$ является расчетным.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5$ с) больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t''_{c.3} = t^I_{c.3.с.м} + \Delta t, \quad (93)$$

$$t''_{c.3} = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с.}$$

Из всех полученных значений выдержки времени в качестве расчетной выбирается наибольшая.

Чувствительность второй ступени проверяется при металлических КЗ на шинах приемной подстанции (режим ближнего резервирования):

$$k_{ч1}^{II} = \frac{Z_{с.з1.1}^{II}}{Z_{л}} . \quad (94)$$

$$k_{ч1}^{II} = \frac{50,469}{29,3} = 1,72 \geq 1,25$$

Уставка срабатывания третьей ступени выбирается, как правило, по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода, либо задается диспетчерской службой энергосистемы []:

$$Z_{с.з}^{III} = \frac{0,9 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot k_{н} \cdot k_{в} \cdot I_{нагр}} . \quad (95)$$

$$Z_{с.з}^{III} = \frac{0,9 \cdot 220000}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,1 \cdot 605} = 156,158 \text{ Ом.}$$

где $k_{н} = 1,2$ – коэффициент надежности;

$k_{в} = 1,1$ – коэффициент возврата (для реле сопротивления);

Выдержка времени третьей ступени защиты:

$$t_{с.з}^{III} = t_{с.з.см}^{II} + \Delta t , \quad (96)$$

$$t_{с.з}^{III} = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с.}$$

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежной линии (режим дальнего резервирования):

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{Z_{\text{с.з}}^{\text{III}}}{Z_{\text{л}} + Z_{\text{T}} / k_{\text{ток}}}, \quad (97)$$

где $k_{\text{ток}}$ – коэффициент токораспределения при КЗ за трансформатором, равен 1;

Коэффициент чувствительности при КЗ на ВЛ:

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{156,158}{9,284 + 79,406 / 1} = 1,76 \geq 1,25$$

Так как условие выполняется, то дальнейшее резервирование обеспечивается. Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю используются максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП).

Отстройка данной защиты для ШЭ 2607 021 осуществляется от тока небаланса в нулевом проводе ТТ при КЗ между тремя фазами за трансформаторами питаемых ПС [22].

Выполним расчет для линии Белогорск-Амурская

Отстройка осуществляется согласно выражению:

$$I_{\text{о}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{нб}} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)}}{k_{\text{ТТ}}} \quad (98)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равен 1,25;

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент увеличения тока в переходном режиме КЗ, равен $1 \div 2$;

$k_{\text{нб}}$ – коэффициент небаланса, равен 0,5;

$k_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации ТТ, который равен $\frac{750}{5}$

$$I_{\text{о}} = \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 4987}{150} = 4,156$$

Проверка чувствительности осуществляется согласно выражению:

$$K_{\text{ч.}} = \frac{3I_{0_{\text{расч}}}}{k_{\text{ТТ}} \cdot I_0} \quad (99)$$

где $3I_{0_{\text{расч}}}$ – ток, проходящий через защиту при однофазном и двухфазном замыкании на землю в конце защищаемой линии в расчетном режиме.

$$K_{\text{ч.}} = \frac{3 \cdot 2,36}{150 \cdot 4,156} = 11,224$$

Максимальная токовая защита отстраивается от максимального рабочего тока. Она целиком защищает линию, но никак не является быстродействующей, в отличие от дистанционной защиты. МТЗ в данном случае является резервной.

Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{\text{СЗ.МТЗ}} = \frac{K_{\text{НАД}} \cdot K_{\text{САМ.З}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{Р.МАХ}} \quad (100)$$

где $K_{\text{НАД}}$ – коэффициент надежности, $K_{\text{над}} = 1,2$;

$K_{\text{В}}$ – коэффициент возврата устройства, $K_{\text{В}} = 0,85$;

$K_{\text{САМ.З}}$ – коэффициент самозапуска двигателей, $K_{\text{сам.з}} = 1$;

Максимальный рабочий ток найдем по формуле:

$$I_{\text{р.мах}} = 605 \text{ А}$$

$$I_{\text{СЗ.МТЗ}} = \frac{1,2 \cdot 1}{0,85} \cdot 605 = 854 \text{ А}$$

Чувствительность проверяется по минимальному току короткого замыкания (обычно двухфазного КЗ) за трансформатором, приведенному к соответствующей стороне. Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$K_{ч.МТЗ} = \frac{I_{КЗ.ВН}^{(2)}}{I_{СЗ.МТЗ}} \quad (101)$$

Таблица 30 – Результаты расчета МТЗ

ПС	$I_{P.MAX}, A$	$I_{CЗ}, A$	$K_{ч.МТЗ}$
Белогорск	605	854	2,76

Полученные значения коэффициентов чувствительности больше 1,2, следовательно, можем принять данную защиту к установке.

Выдержка времени МТЗ отстраивается от наибольшего времени срабатывания защиты отходящей линии:

$$t_{СЗ.МТЗ} = t_{Л.НАИБ} + \Delta t, (82)$$

Подробный расчет представлен в Приложении Б.

8 ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА

8.1 Устройство резервирования при отказе выключателя

Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) предусматривается на выключателях всех сторон защищаемого трансформатора (автотрансформатора)

УРОВ НН действует на отключение выключателей со всех сторон защищаемого трансформатора (автотрансформатора). Обеспечивает отключение автотрансформатора выключателями смежных элементов в случае отказа срабатывания выключателя ВН и СН при КЗ за токоограничивающим реактором.

УРОВ ВН действует на отключение выключателей системы шин со стороны ВН. УРОВ СН действует как УРОВ НН, если питание со стороны СН не предусмотрено, в противном случае действует как УРОВ ВН, то есть на отключение выключателей системы шин со стороны СН.

Для обеспечения быстрого возврата схемы УРОВ, если выключатель нормально отключился при действии защит, предусмотрен максимальный ИО тока. Выдержка времени УРОВ предназначена для фиксации отказа выключателя, т.е. если в течение данного времени условия пуска УРОВ сохраняются, то происходит действие на отключение всех выключателей, через которые продолжается питание повреждения. Прием сигналов срабатывания УРОВ ВН фиксируется при длительности сигнала не менее 0,003 с. Может осуществляться автоматическая проверка исправности выключателя, когда при пуске от УРОВ формируется сигнал на отключение «своего» или резервируемого выключателя.

8.1.1 Выбор тока срабатывания УРОВ

Значение тока срабатывания УРОВ рекомендуется выбирать по формуле:

$$I_{CP.УРОВ.ВН} = 0,05 \cdot I_{НОМ} \quad (102)$$

где $I_{НОМ}$ - номинальный ток присоединения.

$$I_{CP.UPOB.BH} = 0,05 \cdot 5 = 0,25 \text{ A};$$

8.1.2 Выбор выдержки времени срабатывания УРОВ

В соответствии с индивидуальным принципом исполнения, УРОВ каждого комплекта шкафа имеет выдержку времени, необходимую для фиксации отказа выключателя. Это позволяет отказаться от запаса по выдержке времени, который предусматривается в централизованных УРОВ с общей выдержкой времени. Кроме того, необходимо иметь в виду, что шкаф выполнен на современной микропроцессорной базе и обеспечивает высокую точность отсчета времени. Величина выдержки времени УРОВ должна выбираться по условию отстройки от времени отключения исправного выключателя с учетом времени возврата устройства, погрешности внутренних элементов выдержки времени и необходимого запаса, в соответствии с выражением:

$$T_{CP} = t_{OTKL.B} + t_{BOZB.UPOB} + t_{ЗАП} \quad (103)$$

где $t_{OTKL.B}$ – наибольшее время отключения выключателя всех сторон. Данная величина должна учитывать время срабатывания промежуточного реле или контактора, если действие на электромагнит отключения выключателя производится только через него. $t_{OTKL.B}=0,05$;

$t_{BOZB.UPOB}$ – максимальное время возврата ИО тока УРОВ. Время возврата реле тока УРОВ при сбросе входного тока от $20 I_{НОМ}$ до нуля не более $0,03$ с; $t_{BOZB.UPOB}=0,03$;

$t_{ЗАП}$ – время запаса, принимаемое равным $0,1$ с.

$$T_{CP} = 0,05 + 0,03 + 0,1 = 0,18 \text{ с};$$

8.1.3 Выбор действия УРОВ на себя

Схема УРОВ каждого присоединения может быть выполнена с повторным действием на отключение «своего» выключателя при пуске УРОВ от защит присоединения, что позволяет исключить излишнее срабатывание УРОВ при нарушении целостности цепи отключения от защит присоединения и исправном состоянии выключателя.

Повторное действие на отключение выключателя производится через выдержку времени «Тсраб. УРОВ на себя» с контролем сигнала от реле тока УРОВ ВН.

В шкафах защиты ШЭ2607 021 эта выдержка времени обозначается «Т УРОВ на себя» и задается в секундах из диапазона от 0,01 до 0,60 с шагом 0,01. По умолчанию принимаем минимальное значение.

$$T_{\text{УРОВ.НА.СЕБЯ}}=0,1 \text{ с};$$

8.2 Шкаф отбора напряжения (ШОН)

Назначение: Шкафы предназначены для отбора напряжения от конденсаторов связи на существующих и проектируемых ЛЭП с номинальным напряжением от 35 до 750 кВ включительно 50 и 60 Гц, а также для передачи сигналов измерительной информации устройств автоматического повторного включения (АПВ) и приборам синхронизации.

8.3 Автоматическое повторное включение

Устройство АПВ применяются на воздушных и смешанных (воздушно-кабельных) линиях напряжением 1000 В и выше; на шинах ЭС и ПС, оборудованных специальной защитой; на понижающих трансформаторах мощностью более 1000 кВА, имеющих с питающей стороны МТЗ, в тех случаях, когда отключение трансформатора приводит к обесточению потребителей; на обходных и шиносоединительных выключателях и на ответственных электродвигателях, отключаемых по условию самозапуска других двигателей.

Сущность АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения, отключившийся под действием релейной защиты (РЗ), вновь включается под

напряжение (если нет запрета на повторное включение) и если причина, вызвавшая отключение элемента, исчезла, то элемент остается в работе, и потребители получают питание практически без перерыва. Многие повреждения в системах электроснабжения промышленных предприятий являются неустойчивыми и самоустраняются. К наиболее частым причинам, вызывающим неустойчивые повреждения элементов системы электроснабжения, относят перекрытие изоляции линий при атмосферных перенапряжениях, схлестывание проводов при сильном ветре или пляске, замыкание линий различными предметами, отключение линий или трансформаторов вследствие кратковременных перегрузок или неизбирательного срабатывания РЗ, ошибочных действий дежурного персонала и т. д.

Выдержку времени устройства ТАПВ на линии с двусторонним питанием выбирают с учетом возможного одновременного отключения повреждения с обоих концов линии. С целью повышения эффективности ТАПВ однократного действия его выдержку времени увеличивают, если это допускает работа потребителя.

На одиночных линиях с двусторонним питанием (при отсутствии шунтирующих связей) предусматривают один из следующих видов трехфазного АПВ (или их комбинации): а) быстродействующее ТАПВ (БАПВ); б) несинхронное ТАПВ (НАПВ); в) ТАПВ с улавливанием синхронизма (ТАПВ УС).

Быстродействующее АПВ или БАПВ (одновременное включение с минимальной выдержкой времени с обоих концов) предусматривают на одиночных линиях с двусторонним питанием для автоматического повторного включения, как правило, при небольшом расхождении угла между векторами ЭДС соединяемых систем. Запуск БАПВ производится при срабатывании быстродействующей защиты, зона действия которой охватывает всю линию. БАПВ блокируется при срабатывании резервных защит и блокируется или задерживается при работе УРОВ.

Требования к АПВ:

- АПВ должно срабатывать при отключении выключателя устройствами релейной защиты.

- АПВ не должно работать, если выключатель отключен персоналом или устройствами автоматики.

- должна обеспечиваться заданная количество циклов АПВ.

- в схеме должна быть предусмотрена блокировка многократных включений на установившееся КЗ.

Выдержка времени на срабатывания АПВ:

$$t_{АПВ-1} = t_{деионизации} - t_{вкл.Q} + t_{зан.} \quad (104)$$

$$t_{АПВ-1} = t_{гот.выкл-я} + t_{зан.} \quad (105)$$

Также для АПВ определяется время возврата схемы в состояние готовности к работе $t_{АПВ-2} \approx 15 \div 20$ с.

Для линий с двухсторонним питанием применяется НАПВ. Условия применения НАПВ:

$$\frac{I_{уров}}{I_{ном}} \leq \frac{0,625}{X_{d''}} \quad , \quad (106)$$

где $I_{уров}$ -уравнительный ток на отдельный генератор при несовпадении фаз.

8.4 Автоматическое включение резервного питания

Назначение АВР – быстрое восстановление электроснабжения потребителей при отключении рабочего источника питания или находящегося в работе оборудования путём автоматического включения резервного источника питания или резервного оборудования.

Устройство автоматического включения резерва является одним из основных элементов автоматизации в системах промышленного

электроснабжения. Для большинства электрических сетей промышленных предприятий характерна раздельная работа линий и трансформаторов. В этом случае шины подстанции разделены на две секции, каждая из которых получает питание по самостоятельной линии. Устройство АВР выполняют при этом на секционном выключателе. При выходе из строя линии или трансформатора устройство АВР восстанавливает питание, значительно сокращая простои технологического оборудования. Устройства АВР позволяют упростить и удешевить схемы электроснабжения объектов предприятия.

Устройство АВР состоит из пускового органа и узла автоматики включения.

Автоматическое включение резервного питания или оборудования предусматривают во всех случаях, когда перерыв в электроснабжении вызывает ущерб, значительно превышающий стоимость установки устройства АВР. Устройства АВР применяют для оборудования, которое в нормальном режиме работает, но используется не полностью. Например, наибольшее значение КПД трансформатора имеет место при 60 — 80 %-ной номинальной нагрузке. В этом случае при отключении одного рабочего источника второй под действием устройства АВР принимает на себя всю нагрузку и, перегружаясь (в допустимых пределах), обеспечивает бесперебойное электроснабжение установки.

Требования к АВР:

- срабатывать при исчезновении напряжения на шинах потребителей по любой причине;
- обеспечивать однократность действия;
- схема должна иметь блокировку, разрешающую включение резервного выключателя лишь при отключении основного;
- АВР должна иметь минимальное время действия.

Выдержка времени пускового органа должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, повреждение в зоне действия которых может привести к пуску АВР.

В целях сохранения работоспособности энергетической системы и потребителей первой категории электроснабжения в случае внезапного уменьшения количества активной мощности в сети, устанавливаем быстродействующее устройство АЧР (автоматическая частотная разгрузка). Защитное действие АЧР заключается в быстром отключении определенной части потребителей электрической энергии от питающей сети.

С целью сохранения динамической устойчивости и обеспечения нормативного запаса статической устойчивости в послеаварийных режимах, необходимо применение АПНУ (автоматическое предотвращение нарушений устойчивости).

9 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РАЗВИТИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

9.1. Выбор эквивалента сети для расчета

Так как планируется увеличение передаваемой мощности в Белогорском районе, необходимо оценить, как данное воздействие повлияет на часть Амурской энергосистемы.

Необходимо проверить загруженность линий. Оценить уровни напряжения на проходных ПС.

Эквивалентом сети для расчета режима принимается участок Амурской энергосистемы, включающий в себя ПС Амурская, ПС Свободный, ПС Белогорск, ПС Белогорск тяга, ПС Короли тяга, ПС Хвойная, ПС Завитая, Зейскую ГЭС, Бурейскую ГЭС и РГРЭС.

9.2. Выбор и характеристика ПВК для расчета режима

Программно-вычислительный комплекс RastrWin3 предназначен с целью решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. В России основными пользователями этого комплекса являются: Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК), МРСК, проектные и научно-исследовательские институты [13].

С помощью данного программно-вычислительный комплекс можно производить:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- эквивалентирование электрических сетей;

- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;
- учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН;
- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;
- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;
- расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров [13].

Подготовка исходных данных для расчета осуществляется согласно 2.2.

9.3 Расчет максимального режима и его анализ

Максимальный режим рассчитывается на основе прогноза на 2023 год зимнего максимума нагрузки.

Таблица 31 – Расчетные значения напряжений

Номер	Название	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ	Расчетное значение напряжения V , кВ
1	2	3	4
1	Бурейская ГЭС	500	489,58

1	2	3	4
2	Зейская ГЭС 500 кВ	500	512,96
3	РГРЭС	220	223,79
5	сш-220	220	234,92
6	Белогорск	220	221,22
7	Белогорск/т	220	221,38
8	Короли/т	220	225,13
9	отп 1 Хвойная	220	226,08
10	отп 2 Хвойная	220	226,08
11	отп Свободный	220	220,4
12	Завитая	220	226,15
13	сш-220	220	232,5
15	Амурская	220	220,35
16	Хвойная	220	226,06
17	АТ	500	532,69
18	сш-500 кВ	500	500
19	АТ 1	500	514,22
20	АТ 2	500	514,22
21	АТ	500	536,13
22	Г 1	16	15,7
23	Г 2	16	15,6
24	Г 3	16	15,5
25	Г 4	16	15,6
26	Г 5	16	15,6
27	Г 6	16	15,5
28	Г 1	16	15,9
29	Г 2	16	15,7
30	Г 3	16	15,43
31	Г 4	16	15,4
32	Г 5	16	15,4
33	Г 6	16	15,4
34	от ат-1	220	219
35	сн ат-1	110	115,26
36	нн ат-1	10	10,41
37	от ат-2	220	220,61
38	сн ат-2	110	116,06
39	нн ат-2	10	10,54
40	от т-3	220	217,45
41	сн т-3	35	36,37
42	нн т-3	10	10,36
43	от т-4	220	217,43

1	2	3	4
44	сн т-4	35	36,36
45	нн т-4	10	10,36
46	сш-10	10	10,65
47	1сш-10	10	10,28
48	2сш-2	10	10,28
49	сш-10	10	10,72

Как видно из расчета, что напряжения не выходят за предел в 10%, установленный ГОСТ 32144-2013. Напряжение 220 кВ не больше наибольшего рабочего напряжения электрооборудования.

Таблица 32 – Токовая нагрузка линий

Название	Ток в начале ветви Инач.	Ток в конце ветви Икон.	Длительно допустимый ток Идлит.доп.	Токовая нагрузка I/ Iдоп
Бурейская ГЭС - сш-500 кВ	348	177	960	36,2
сш-500 кВ - Зейская ГЭС 500 кВ	331	322	960	34,5
сш-500 кВ - Зейская ГЭС 500 кВ	331	322	960	34,5
Завитая - сш-220	330	320	860	38,4
Завитая - сш-220	330	320	860	38,4
Белогорск - Короли/т	182	180	710	25,6
Белогорск - Белогорск/т	138	138	710	19,4
Белогорск/т - отп 1 Хвойная	201	198	710	28,2
Короли/т - отп 2 Хвойная	228	227	710	32
отп 1 Хвойная - Завитая	206	206	710	29
отп 2 Хвойная - Завитая	263	263	710	37,1
Завитая - РГРЭС	70	81	710	11,5
Завитая - РГРЭС	70	81	710	11,5
отп 1 Хвойная - Хвойная	19	20	610	3,4
отп 2 Хвойная - Хвойная	37	37	610	6,1
Белогорск - Амурская	76	75	605	12,6
Белогорск - отп Свободный	85	84	605	14,1
Амурская - отп Свободный	75	72	605	12,4

Из результатов расчета видно, что режиме наибольших нагрузок токи в ветвях не превышают длительно-допустимые, а напряжения находятся в пределах, предусмотренных

9.4. Расчет минимального режима и его анализ

Режим минимальных нагрузок рассчитывается на основе прогноза на 2023 год летнего максимума нагрузки. Примем коэффициент летнего снижения равным 0,6 .

Таблица 33 – Расчетные значения напряжений

Номер	Название	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ	Расчетное значение напряжения V , кВ
1	2	3	4
1	Бурейская ГЭС	500	489,77
2	Зейская ГЭС 500 кВ	500	512,96
3	РГРЭС	220	226,42
5	сш-220	220	234,92
6	Белогорск	220	223,92
7	Белогорск/т	220	224,2
8	Короли/т	220	227,9
9	отп 1 Хвойная	220	228,69
10	отп 2 Хвойная	220	228,7
11	отп Свободный	220	222,55
12	Завитая	220	228,75
13	сш-220	220	233,39
15	Амурская	220	222,46
16	Хвойная	220	228,68
17	АТ	500	534,84
18	сш-500 кВ	500	500
19	АТ 1	500	519,41
20	АТ 2	500	519,41
21	АТ	500	536,13
22	Г 1	16	15,7
23	Г 2	16	15,6
24	Г 3	16	15,5
25	Г 4	16	15,6
26	Г 5	16	15,6
27	Г 6	16	15,5
28	Г 1	16	15,9

1	2	3	4
29	Г 2	16	15,7
30	Г 3	16	15,43
31	Г 4	16	15,4
32	Г 5	16	15,4
33	Г 6	16	15,4
34	от ат-1	220	221,73
35	сн ат-1	110	116,69
36	нн ат-1	10	10,55
37	от ат-2	220	223,32
38	сн ат-2	110	117,49
39	нн ат-2	10	10,67
40	от т-3	220	220,21
41	сн т-3	35	36,83
42	нн т-3	10	10,49
43	от т-4	220	220,19
44	сн т-4	35	36,83
45	нн т-4	10	10,49
46	сш-10	10	10,7
47	1сш-10	10	10,39
48	2сш-2	10	10,39
49	сш-10	10	10,72

Напряжения не выходят за предел в 10%, установленный ГОСТ 32144-2013. Напряжение 220 кВ не больше наибольшего рабочего напряжения электрооборудования.

Таблица 34 – Токовая нагрузка линий

Название	Ток в начале ветви I _{нач}	Ток в конце ветви I _{кон}	Длительно допустимый ток I _{длит.доп}	Токовая нагрузка I / I _{доп.}
1	2	3	4	5
Бурейская ГЭС - сш-500 кВ	318	142	960	33,1
сш-500 кВ - Зейская ГЭС 500 кВ	331	322	960	34,5
сш-500 кВ - Зейская ГЭС 500 кВ	331	322	960	34,5
Завитая - сш-220	387	375	860	45

1	2	3	4	5
Завитая - сш-220	387	375	860	45
Белогорск - Короли/т	170	168	710	24
Белогорск - Белогорск/т	91	91	710	12,8
Белогорск/т - отп 1 Хвойная	197	194	710	27,8
Короли/т - отп 2 Хвойная	249	248	710	35
отп 1 Хвойная - Завитая	229	229	710	32,2
отп 2 Хвойная - Завитая	300	300	710	42,3
Завитая - РГРЭС	71	82	710	11,6
Завитая - РГРЭС	71	82	710	11,6
отп 1 Хвойная - Хвойная	45	47	610	7,7
отп 2 Хвойная - Хвойная	55	55	610	9,1
Белогорск - Амурская	48	47	605	7,9
Белогорск - отп Свободный	54	53	605	8,9
Амурская - отп Свободный	36	32	605	5,9

В режиме наименьших нагрузок перегруженных сечений нет.

9.5. Расчет характерных послеаварийных и ремонтных режимов и их анализ

При расчете послеаварийных и/или ремонтных режимов отключаем наиболее загруженные элементы сети (трансформаторы) и проверяем параметры режима.

Поскольку самой загруженной линией на участке электрической сети является линия Завитая- БГЭС, произведем отключение данной линии.

Таблица 35 – Значения напряжения.

Номер	Название	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ	Расчетное значение напряжения V , кВ
1	2	3	4
21	АТ	500	536,13
20	АТ 2	500	510,23
19	АТ 1	500	510,23
18	сш-500 кВ	500	500
17	АТ	500	531,97

1	2	3	4
2	Зейская ГЭС 500 кВ	500	512,96
1	Бурейская ГЭС	500	489,52
43	от т-4	220	213,93
40	от т-3	220	213,95
37	от ат-2	220	217,17
34	от ат-1	220	215,53
16	Хвойная	220	220,2
15	Амурская	220	218,78
13	сш-220	220	232,24
12	Завитая	220	220,27
11	отп Свободный	220	218,72
10	отп 2 Хвойная	220	220,23
9	отп 1 Хвойная	220	220,22
8	Короли/т	220	219,6
7	Белогорск/т	220	217,73
6	Белогорск	220	217,79
5	сш-220	220	234,92
3	РГРЭС	220	217,85
38	сн ат-2	110	114,25
35	сн ат-1	110	113,43
44	сн т-4	35	35,78
41	сн т-3	35	35,78
33	Г 6	16	15,4
32	Г 5	16	15,4
31	Г 4	16	15,4
30	Г 3	16	15,43
29	Г 2	16	15,7
28	Г 1	16	15,9
27	Г 6	16	15,5
26	Г 5	16	15,6
25	Г 4	16	15,6
24	Г 3	16	15,5
23	Г 2	16	15,6
22	Г 1	16	15,7
49	сш-10	10	10,72
48	2сш-2	10	10,2
47	1сш-10	10	10,2
46	сш-10	10	10,64
45	нн т-4	10	10,19
42	нн т-3	10	10,19

1	2	3	4
39	нн ат-2	10	10,37
36	нн ат-1	10	10,25

Таблица 36 – Токовая загрузка линий

Название	Ток в начале ветви	Ток в конце ветви	Длительно допустимый ток I _{длит. доп.}	Токовая загрузка I/ I _{доп.}
	I _{нач}	I _{кон}		
Бурейская ГЭС - сш- 500 кВ	343	170	960	35,7
сш-500 кВ - Зейская ГЭС 500 кВ	331	322	960	34,5
сш-500 кВ - Зейская ГЭС 500 кВ	331	322	960	34,5
Завитая - сш-220			860	
Завитая - сш-220	702	690	860	81,6
Белогорск - Короли/т	131	133	710	18,7
Белогорск - Белогорск/т	56	57	710	8
Белогорск/т - отп 1 Хвойная	157	157	710	22,2
Короли/т - отп 2 Хвойная	213	213	710	30
отп 1 Хвойная - Завитая	195	194	710	27,4
отп 2 Хвойная - Завитая	260	260	710	36,6
Завитая - РГРЭС	73	84	710	11,8
Завитая - РГРЭС	73	84	710	11,8
отп 1 Хвойная - Хвойная	52	53	610	8,7
отп 2 Хвойная - Хвойная	52	52	610	8,5
Белогорск - Амурская	34	12	605	5,7
Белогорск - отп Свободный	36	17	605	6
Амурская - отп Свободный	15	25	605	4,1

После отключения линии произошло снижение напряжения, но в допустимых пределах.

Перегруженных линий на данном участке сети нет.

Поскольку при отключении одной из двухцепных линий Завитая-БГЭС, по оставшееся в работе второй линии проходит повышенный ток. Возможно увеличение перетока мощности от Зейской ГЭС поскольку на участке электрической сети Зейская ГЭС – Завитая, проходящий через ПС Свободный, Белогорск, Белогорск тяга, Короли тяга, линии малонагруженные.

9.6 Управление потоками реактивной мощности и регулирование напряжения в сети

Расчет максимальных, минимальных и послеаварийных режимов показал, что рассматриваемая электрическая сеть в достаточной мере оснащена устройствами компенсации реактивной мощности.

Для поддержания требуемого уровня напряжения на шинах РУ подстанции, предусмотрена возможность изменять коэффициент трансформации в пределах 10 – 20 %. По конструктивному исполнению различают два типа переключающих устройств:

- с регулированием без возбуждения (ПБВ), то есть для изменения коэффициента трансформации трансформатор отключают от сети;
- с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН).

Устройство РПН дороже устройства ПБВ. Стоимость устройства мало зависит от мощности трансформатора. Поэтому относительное удорожание трансформатора с РПН будет значительно большим для трансформаторов меньшей мощности. В связи с этим трансформаторы напряжением 6 – 20 кВ большей частью выполняются с ПБВ, а трансформаторы напряжением выше 35 кВ с РПН.

Устройство РПН, как правило, устанавливают на обмотке высшего напряжения по следующим причинам:

- на стороне высшего напряжения меньшие токи, поэтому устройство имеет меньшие габариты;

- обмотка высшего напряжения имеет большее количество витков, поэтому точность регулирования выше;
- по конструктивному исполнению обмотка высшего напряжения является наружной (магнитопробод – обмотка низшего напряжения – обмотка высшего напряжения). Поэтому ревизию устройства РПН выполнять проще;
- устройство РПН располагают в нейтрали высшей обмотки. Обмотки высшего напряжения соединяются в звезду, а обмотки низшего напряжения соединяются в треугольник. Трехфазное регулирование проще выполнить на обмотках, соединенных в звезду.

Устройства компенсации реактивной мощности предназначены для выполнения задачи обеспечения качества электрической энергии по напряжению путем поддержания заданных уровней напряжения в контрольных точках сети. В определенных случаях, особенно для межсистемных и системообразующих связей, при дальнем транспорте электроэнергии к этим устройствам предъявляются также требования в отношении обеспечения заданных пределов статической и динамической устойчивости электроэнергетических систем, устойчивости нагрузки.

Устройства по компенсации реактивной мощности:

- БСК ;
- ШР ;
- Управляемые шунтирующие реакторы (УШР);
- Статические тиристорные компенсаторы (СТК);
- Статические компенсаторы реактивной мощности –СТАТКОМ.

Батареи статической компенсации - это группа конденсаторов, используемых в схеме различных устройств, выступающих в качестве фильтров, то есть повышающих качество электрического тока.

Управляемые шунтирующие реакторы (УШР) – электромагнитные реакторы, индуктивность которых может плавно регулироваться с помощью системы автоматического управления, что позволяет осуществлять

стабилизацию напряжения на воздушных линиях с большой зарядной мощностью [26].

Статические тиристорные компенсаторы предназначены для повышения статической и динамической устойчивости, снижения отклонений напряжения при больших возмущениях в системе, стабилизации напряжения, увеличения передаточной способности электропередачи из-за улучшения устойчивости при большой передаваемой мощности.

Статический компенсатор реактивной мощности (СТАТКОМ) – позволяет поддерживать требуемый уровень и качество напряжения, повысить пропускную способность линий электропередачи [23]. Наличие данного устройства в сети облегчает процесс управления потоками реактивной мощности и регулирования напряжения в сети.

Также для регулирования напряжения можно использовать возможности электрических станций, таких как РГРЭС, Бурейская ГЭС и Зейская ГЭС.

10 РАСЧЕТ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ОБЪЕКТ

10.1 Капиталовложение в подстанцию

Совокупные материальные, трудовые и финансовые ресурсы, необходимые для создания и расширения предприятия, его реконструкции и технического перевооружения, называют капиталовложениями.

Модернизация предприятия – полное или частичное переоборудование производства, а также строительство новых энергетических объектов для замены ликвидируемых, дальнейшая эксплуатация которых признана нецелесообразной. Техническое перевооружение или модернизация – повышение технического уровня отдельных участков производства, агрегатов и установок, которое осуществляется без существенного изменения существующих структур технологического процесса и производства.

В технико-экономических расчетах с целью ориентировочной и быстрой оценки размера капитальных вложений часто пользуются укрупненными показателями. В капитальные вложения на модернизацию РУ ВН на подстанции Белогорск 220кВ и введению новых линий входит стоимость капиталовложение линий и подстанции.

Минимум приведенных затрат, вычисляемых по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (107)$$

где E – норматив дисконтирования, принимаемый равным 0,125 1/год;
 K – капитальные вложения, руб., необходимые для сооружения сети;
 I – эксплуатационные издержки, руб./год.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (108)$$

$$K = 2,853 \cdot 10^7 \text{ тыс.руб}$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории

Капитальные вложения на сооружение подстанций:

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}) * K_{пер} + S * K_{осв} * K_{пер} \quad (109)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора, зависящая от мощности и класса номинального напряжения, но в данном случае не будем учитывать, так как после проверки на коэффициент загрузки, коэффициенты старых трансформаторов не превышаем предельные значения;

$K_{ОРУ}$ – стоимость ОРУ, зависящая от схему РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат;

$K_{ЗОН}$ – коэффициент зонирования;

$K_{ПЕР}$ – коэффициент инфляции;

S – площадь отвода земель для ПС, тыс.м²;

$K_{ОСВ}$ - стоимость земли, руб/м².

В расчете не учитываются $K_{ОСВ}$ и S , так как распределительное устройство будет располагаться на той же территории и выкупать землю под подстанцию не требуется. Также не будет учитываться $K_{КУ}$, потому что для подстанции Белогорск не нужны компенсирующие устройства.

В затраты на ОРУ входят постоянны капиталовложения, затраты на покупку силовых трансформаторов и затраты на компенсирующие устройства.

Капитальные вложения на сооружение линий:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot K_{пер} \cdot K_{зон} \cdot l \quad (110)$$

где K_0 – удельные затраты на сооружение 1 км линии, руб./км.

l – длина трассы.

Расчёт капиталовложений будем проводить по укрупненным стоимостным показателям. Цены на основное оборудование будем брать на 1991 г. с учетом коэффициента инфляции и районных коэффициентов.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{пер} = 78,8$ (на 2018 год) и коэффициента зоны $K_{зон}$, который равен для Амурской области 1,3

Далее считаем капиталовложения в линиях. Цены на строительство линий берём по укрупнённым стоимостным показателям, на один километр линии, и умножаем на коэффициент инфляции.

Тогда получаем формулу для расчета капитальных вложений:

$$K_{ПС} = (K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}) * K_{пер} \quad (111)$$

Рассчитаем :

$$K_{ПС} = (289 \cdot 10^6 + 37,5 \cdot 10^6) \cdot 78,8$$

$$K_{ПС} = 2,573 \cdot 10^7 \text{ тыс.руб}$$

Теперь найдем капиталовложения для линии:

$$K_{ВЛ} = 2,8 \cdot 10^6 \text{ тыс.руб}$$

10.2 Расчёт эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки – это расходы необходимые для эксплуатации оборудования, и сетей в течение одного года. Ежегодные издержки на эксплуатацию сети включают в себя:

- издержки на эксплуатацию и ремонт ($I_{Э.Р}$);
- издержки на амортизацию ($I_{АМ}$);
- стоимость потерь электроэнергии ($I_{\Delta W}$).

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I = I_{Э.Р} + I_{АМ} + I_{\Delta W} \quad (112)$$

$$I = 1,54 \cdot 10^6 + 1,427 \cdot 10^6 + 3,016 \cdot 10^6 = 5983167,053 \text{ тыс.руб}$$

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС} \quad (113)$$

$$I_{Э.Р} = 0,008 \cdot 2,8 \cdot 10^6 + 0,059 \cdot 2,573 \cdot 10^7 = 1,54 \cdot 10^6 \text{ тыс.руб}$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию.

Нормы ежегодных отчислений для линий и подстанций будут равны $\alpha_{рэоВЛ} = 0,008$; $\alpha_{рэоПС} = 0,059$. [4]

Издержки на амортизацию за рассматриваемый срок службы ($T_{СЛ} = 20$ лет), находим по формуле:

$$I_{АМ} = \frac{K}{T_{СЛ}} \quad (114)$$

$$I_{АМ} = \frac{2,853 \cdot 10^7}{20} = 1,427 \cdot 10^6 \text{ тыс.руб}$$

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

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_W, \quad (115)$$

$$I_{\Delta W} = 1,754 \cdot 10^6 \cdot 1,72 = 3,016 \cdot 10^6 \text{ тыс.руб}$$

где ΔW - потери электроэнергии, МВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии. $C_{\Delta W} = 1.72$ [4]

Потери электрической энергии в элементах сети (линии (ΔW_L), трансформаторы (ΔW_{TP}), компенсирующие устройства ($\Delta W_{КУ}$), потери на корону ($\Delta W_{КОР}$):

$$\Delta W = \Delta W_L + \Delta W_{TP} \quad (116)$$

$$\Delta W = 983,614 + 1,753 \cdot 10^6 + 28,032 = 1,754 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Не будем учитывать $\Delta W_{КУ}$, так как компенсирующие устройства не выбирались.

Потери в линиях:

$$\Delta W_L = \sum \frac{(P_{\text{ЭФ}}^{z(l)})^2 + (Q_{\text{неск}}^{z(l)})^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R \cdot T^{z(l)} + \Delta W_{\text{кор}}, \quad (117)$$

$$\Delta W_L = 983,614 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

где $P_{СК}^{z(l)}$ – потоки среднеквадратичной активной мощности по линии зимой (летом), МВт;

$Q_{\text{неск}}^{z(l)}$ – потоки некомпенсированной реактивной мощности по линии зимой (летом), Мвар;

R – активное сопротивление линии, Ом;

$T^{з(л)}$ – число зимних (летних) часов; $T^з = 5100$ ч., $T^л = 5100$ ч;

$\Delta W_{кор}$ – потери на «корону», МВт, т.к. у нас напряжение 110 кВ, не учитываем

Активное сопротивление линии определяется через удельное сопротивление r_0 и длину трассы с учетом числа цепей n :

$$R = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot l_{TP}. \quad (118)$$

$$R = 4,84 \text{ ом}$$

Потери на «корону» определяются через удельные потери, длину трассы с учетом числа цепей n :

$$\Delta W_{кор} = W_{уд} \cdot l_{TP}. \quad (119)$$

$$\Delta W_{кор} = 28,032 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Потери в силовых трансформаторах:

$$\Delta W_{TP} = \sum \frac{(P_{эф}^{з(л)})^2 + (Q_{неск}^{з(л)})^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{1}{n} R_{TP} \cdot T^{з(л)} + n \cdot \Delta P_{XX} \cdot T_{год} \quad (120)$$

$$\Delta W_{TP} = 1,753 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

где $P_{эф}^{з(л)}$ – эффективная нагрузка зимой (летом), МВт;

$Q_{неск}^{3(l)}$ – некомпенсированная реактивная мощность зимой (летом),

Мвар;

R_{TP} – активное сопротивление трансформатора, Ом;

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

n – количество трансформаторов на подстанции.

Подробный расчет представлен в Приложении В.

10.3 Основные технико-экономические показатели проекта.

1) Срок окупаемости проекта:

$$T_{ок} = K/P_{ч} + I_A, \quad (121)$$

$$T_{ок} = 28,53/8,51 + 1,427 = 2,9 \text{ года,}$$

где K – капитальные вложения, млн руб.,

I_A – амортизационные отчисления, млн руб.,

$P_{ч}$ – чистая прибыль, млн руб.

$$P_{ч} = O - И - Н = 16,62 - 5,983 - 2,127 = 8,51 \text{ млн. руб.} \quad (122)$$

где O – доход от полезного отпуска электроэнергии, млн руб.,

$$O = W_{по} \cdot T_{пер} = 3892000 \cdot 4,27 = 16620000 \text{ руб.} \quad (123)$$

$$\text{где - } W_{но} = \sum P_{max} \cdot T_{max} = 424 \cdot 5100 = 3892000 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (124)$$

$T_{пер}$ – средний тариф на передачу электроэнергии, 4,27 руб./тыс.кВт.*ч.

I – издержки, млн руб.,

Н – налог на прибыль, на 2018 год ставка налога на прибыль составляет 20%

$$Н=0,2(О-И)=0,2*(16,62-5,983)= 2,127\text{млн руб.} \quad (125)$$

Подробный расчет представлен в Приложении В.

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ СООРУЖЕНИЯ ВЛ

11.1 Безопасность

Один из самых важных факторов при проектировании, строительстве и эксплуатации электрических сетей является соблюдение техники безопасности, для безопасной работы персонала.

Безопасный труд- это исключение или минимизация до допустимого уровня воздействия на человека опасных производственных факторов, которые могут нанести вред его здоровью или вызвать гибель.

На предприятии работодатель должен обеспечить для своих подчиненных безопасные условия и охраны труда. Работодатель обязан обеспечить безопасные условия труда, минимизировать риски возникновения производственных травм и профессиональных заболеваний. Каждый работник должен знать правила техники безопасности и соблюдать их. Персонал, который работает с электроустановками, должен периодически проходить проверку знаний нормативных документов по охране труда. Осознанность и ответственность персонала важный аспект реализация техники безопасности на рабочем месте.

Как известно, что основной нормативный документ, для персонала обслуживающий электроустановки – Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Все нормативные документы, директивы и инструкции составляются в соответствии с данным документом.

Поскольку работы на опорах воздушных линий являются очень сложными по организации безопасных условий труда по соответствующим причинам: работа на высоте; частая смена рабочего места; работа требует особенного контроля за состоянием заземляющих устройств, а также постоянной проверки отсутствия напряжения с помощью индикатора напряжения в тех местах, где ведутся работы и ещё работа зависит от погодных условий.

Так как новая линия будет проходить параллельно существующей линии, которая находится в работе, то необходимо соблюдать нормируемые расстояния

от проводов воздушных линий электропередачи до работающих машин и механизмов, а также осуществлять контроль за их заземлением и другие правила техники безопасности.

Работы вблизи существующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в местах, где мало место, работа должна выполняться при наличии наряда-допуска, который выдается после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы [14].

11.2 Экологичность

В настоящее время огромное внимание уделяется вопросам охраны окружающей среды от влияния вредных последствий производственной деятельности человека.

При строительстве объекта нужно руководствоваться природоохранными нормами и требованиями, законодательством по охране окружающей среды.

Электроустановки обязаны удовлетворять требованиям действующих нормативных документов об охране природной среды по допустимым уровням шума, вибрации, напряженностей электрического и магнитного полей, электромагнитной совместимости [15].

Воздушная линия электропередачи неблагоприятно влияют на окружающую среду. К основным негативным воздействиям относят:

- Влияние электромагнитных полей на живые организмы;
- Изъятие земель в постоянное пользование;
- Вырубка леса;
- Гибель птиц;
- Нарушение естественного состояния грунта и рельефа;
- Загрязнение поверхностных и грунтовых вод во время строительства;
- Акустический шум;
- Создание радио- и телепомех.

Так же пс тоже оказывает негативное влияние на окружающую среду:

- Возможна утечка элегаза;

- Загрязнение почв и вод трансформаторным маслом и другими продуктами нефтепереработки;

- Влияние электромагнитных полей на человека.

Для оказания минимальных вышеперечисленных воздействий используются определенные меры.

Для усовершенствования экологической обстановки возле воздушных линий используются стеклянные изоляторы со сниженным уровнем электромагнитных помех и с уплотнениями из кремнийорганической резины [24].

Еще для предотвращения гибели птиц в ближайших районах прохождения воздушных линий электропередачи нужно устанавливать противоптичьих заградители на траверсах и тросостойках опор в местах многочисленного расселения крупных птиц и на путях их миграции [14].

При проектировании новых ВЛ должны рассматриваться меры по предотвращению и уменьшению риска гибели птиц [24].

По участкам, расположенных вблизи прохождения воздушной линии с вечномёрзлым грунтом, при рубке просек нельзя производить корчевание пней и кустарников, нарушать дерновой слой.

Так как на ПС «Белогорск» планируется установка ОРУ, следовательно необходимо учесть воздействие электромагнитного поля на живые организмы и человека, действующее на сердечно-сосудистую, центральную и периферийную нервные системы, мышечную ткань и другие органы.

Различают следующие виды воздействия:

- непосредственное (биологическое): проявляется при нахождении человека в электрическом поле. При этом возможны изменения давления и пульса, сердцебиения, аритмия, повышенная нервная возбудимость и утомляемость. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и периодом пребывания в нем.

- косвенное: воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека, имеющего хороший контакт с

землей, к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов, протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным объектам. Такие явления объясняются наличием повышенных потенциалов и ЭДС, наведенных электромагнитным полем на машинах, механизмах или протяженных металлических предметах, изолированных от земли.

- акустический шум и радиопомехи: возникают при короне на проводах, частичных разрядах и короне на изоляторах и деталях арматуры. На уровень радиопомех проявляет влияние радиус проводов, погодные условия, состояние наружной поверхности провода (загрязнения, осадки). Для предотвращения радиопомех в охранной зоне снижается допустимая напряженность на поверхности провода.

Следовательно, указанные вышеперечисленные воздействия электромагнитного поля устанавливают определенные условия труда и возможности пребывания населения в охранной зоне ВЛ, имеющей границы в виде параллельных линий.

Существует установленная допустимая продолжительность работы эксплуатационного персонала и длительного пребывания в электрическом поле на уровне головы человека (1,8 м над уровнем земли):

- 5 кВ/м — время пребывания неограниченно,
- 10 кВ/м — 180 мин,
- 15 кВ/м — 90 мин,
- 20 кВ/м — 10 мин,
- 25 кВ/м — 5 мин.

Если невозможно ограничение времени пребывания персонала под воздействием электрического поля, применяется экранирование рабочих мест: тросовые экраны над дорогами, экранирующие козырьки и навесы над шкафами управления и т.п.

Показатели, как электрические аппараты отрицательно воздействуют человека.

- 5 кВ/м — время пребывания неограниченно,

- 10 кВ/м — 180 мин,
- 15 кВ/м — 90 мин,
- 20 кВ/м — 10 мин,
- 25 кВ/м — 5 мин.

Выполнение этих условия обеспечивает самовосстановление организма в течение суток без остаточных реакций и функциональных или патологических изменений.

Предельно допустимые уровни напряженности электрического поля определяются СанПиН 2971-84 «Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты».

Согласно СанПиН 2971-84 в качестве предельно допустимых уровней приняты следующие значения напряженности электрического поля:

- внутри жилых зданий - 0,5 кВ/м;
- на территории зоны жилой застройки - 1 кВ/м;
- в населенной местности, вне зоны жилой застройки (земли городов в пределах городской черты в границах их перспективного развития на 10 лет, пригородные и зеленые зоны; курорты, земли поселков городского типа, в пределах поселковой черты и сельских населенных пунктов, в пределах черты этих пунктов), а также на территории огородов и садов - 5 кВ/м;
- на участках пересечения ВЛ с автомобильными дорогами I - IV категории - 10 кВ/м;
- в населенной местности (незастроенные местности, хотя бы и часто посещаемые людьми, доступные для транспорта, и сельскохозяйственные угодья) - 15 кВ/м;
- в труднодоступной местности (недоступной для транспорта и сельскохозяйственных машин) и на участках, специально выгороженных для исключения доступа населения, - 20 кВ/м.

Так как проектируемая воздушная линия электропередачи номинальным напряжением 220 кВ удовлетворяет требованиям «Правил устройства

электроустановок» и «Правил охраны высоковольтных электрических сетей», то защита населения от воздействия электрического поля не нужна.

При проектировании и строительстве воздушной линии обязано обеспечиваться осуществление норм по параметрам электрических и магнитных полей, электромагнитных помех и шума, предъявляемых ГОСТ, СНиП, СанПиН.

Охранная зона линий электропередач – это данная зона, размещенная по обе стороны ЛЭП, в виде участка земли, водного пространства, включающая в себя также воздушное пространство над данным участком. Величина охранной зоны зависит от места прокладки линии электропередач (вдоль суши, через водоем), ее конструктивного исполнения, назначения, класса напряжения линии[14].

Мы знаем, что охранная зона для ВЛ 220 кВ составляет 25 м, данное расстояние регламентировано Постановлением Правительства РФ от 24 февраля 2009 года №160 «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон».

Ещё для воздушных высоковольтных линий электропередачи (ВЛ) ставятся санитарно-защитные зоны по обе стороны от проекции на землю крайних проводов. Эти зоны определяют наименьшие расстояния до ближайших жилых, производственных и непроизводственных зданий и сооружений.

11.2.1 Расчет санитарно-защитной зоны по шуму для подстанции

В Выпускной квалификационной работе произведена реконструкция РУ ВН на ПС Белогорск.

Персонал, обслуживающий трансформаторную подстанцию, обязан осматривать оборудование. Так как на пс устанавливаются трансформаторы, являющиеся источниками шума, то нам необходимо провести расчет шума, производимого этими трансформаторами [28].

На данной трансформаторной подстанции установлены 2 автотрансформатора АДЦТН-63000/220/110/10.

Таблица 37 - Исходные данные

Количество трансформаторов N	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, кВ*А	Класс напряжения кВ	Тип территории
2	автотрансформатор с принудительной циркуляцией масла и воздуха с ненаправленным потоком масла	63	220	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам

Решение:

1. По СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки» определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов [25].

Допустимый уровень шума для территорий, прилегающих к зданиям гостиниц и общежитий составляет: 45 дБА.

2. Определяем шумовые характеристики источника шума, согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для автотрансформатор с принудительной циркуляцией масла и воздуха с ненаправленным потоком масла уровень звуковой мощности составляет ($S_{\text{ном}} = 63 \text{ МВА}$, $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$):

$$L_{WA} = 99 \text{ дБА.}$$

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{PA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A (см. рисунок 1).

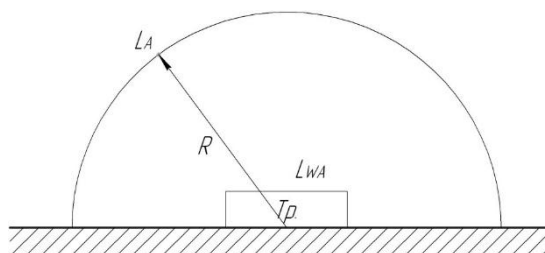


Рисунок 1 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (126)$$

где S - площадь поверхности полусферы, м^2 ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30$ м) можно определить по формуле

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (127)$$

где $S = \pi R^2$.

Пусть на ПС расположены 2 ТМ и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой приведенной на рисунке 2. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, а l - известно (из проекта).

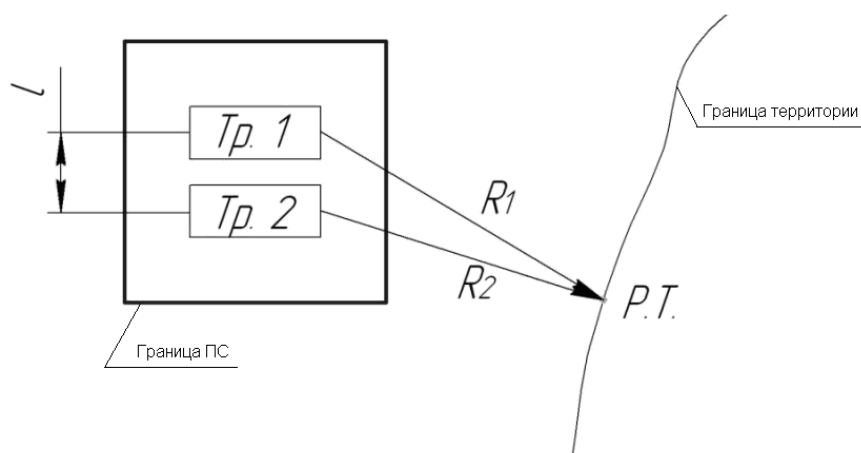


Рисунок 2 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Проведем расчет шума трансформаторов на расстоянии $R = 1257$ м, т. к. именно на этом расстоянии находится ближайших жилой дом

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{PAi}}, \quad (128)$$

где N - количество источников шума;

L_{PAi} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника в условиях данной задачи будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 99} = 102, \text{ дБА.}$$

2) на границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука $L_A(R) = DY_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$.

Исходя из принятых допущений выражение (124) можно переписать в следующем виде

$$DY_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0} \quad (129)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно R_{\min} получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DY_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (130)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(102-45)}}{2\pi}} = 282,43, \text{ м}$$

Вывод: В результате расчетов, получено минимальное расстояние от трансформаторной подстанции до территории жилой застройки равное 282,43 м. Поскольку расстояние от ПС до территории жилой застройки составляет 1257 м, то санитарно-гигиенические требования по шуму выполняются.

11.3 Чрезвычайные ситуации

Пожарная безопасность предназначена для обеспечения безопасности людей и сохранение материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Пожар на подстанции может произойти из-за электрических аппаратов, например, масляные выключатели, ТТ, силовые трансформаторы, трансформаторы напряжения; работы при которых могут возникнуть искры (сварка, резка); поджог, курение; удар молнии; терроризм и т.д.

Так как на ПС есть риск возникновения пожара, нужно организовать комплекс мер противопожарной защиты, который включает в себя [27]:

- Меры для обеспечения безопасности жизнедеятельности, которые представляют собой следующие мероприятия: аварийное освещение, пожарная сигнализация, световые аварийные знаки выхода, противопожарные стены между этажами зданиями и помещениями с высокой пожароопасностью для предотвращения распространения огня.

- Пассивная противопожарная защита – это методы для контролирования распространения огня и минимальными последствий пожара. Эта защита сдерживает огонь в узкой местности на протяжении определенного периода времени. В элементы пассивной защиты входят: огнезащитные системы, противопожарные преграды, использование негорючих и недымящихся строительных материалов, присутствие щебня вокруг масляного оборудования.

- Активная противопожарная защита – это само тушение пожара. В настоящий момент все трансформаторы и реакторы снабжаются установками автоматического пожаротушения. Также прибывают пожарные бригады на место пожара. В процессе тушения воздушно-пенным методом пеногенераторы, пожарный ствол и насосы пожарного автомобиля непременно заземляют. При

этом вся пожарная бригада снабжается диэлектрическими перчатками и ботами или сапогами, это относится и к водителям пожарных машин.

При тушение электроустановок можно производить только распыленной струёй с насадками НРТ-5 с расстояния не менее 5 м. Компактная струя в виду её малого сопротивления и хорошей проводимости не подходит для тушения установок под напряжением [27].

При тушение с помощью порошковых огнетушителей запрещается (без выполнения заблаговременных испытаний по ГОСТ Р 51057 или ГОСТ Р 51017) тушение электрооборудования, находящееся под напряжением выше 1000 В.

Применение углекислотных огнетушителей запрещается для тушения пожаров, в которых участвует электрооборудование, которые находятся под напряжением выше 10 кВ.

При тушении электрооборудование, находящиеся под напряжением выше 1000 В, запрещается использовать углекислотные огнетушители с содержанием паров воды в диоксиде углерода более 0,006% масс.

Пожарная техника безопасности, которая предназначена для защиты ОРУ, разделяется на следующие группы [27]:

- пожарные машины,
- средства пожарной и охранной сигнализации,
- огнетушители,
- пожарное оборудование,
- ручной инструмент,
- инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На производственных предприятиях энергетики часто применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Самый дешевый и популярный способ тушения пожара водой.

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Ещё сильная струя воды облегчает тушение пожара, так как сбивает пламя.

Возле каждого взрывоопасного оборудования находится песок и огнетушители, как первичные средства пожаротушения.

Газовые огнетушители специализированы для тушения не очень больших очагов горения веществ и электроустановок, кроме тех веществ, для горения которых не нужен кислород. В использовании самые распространенные углекислотные огнетушители.

Для небольших очагов возгорания щелочных металлов предназначены порошковые огнетушители. Углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ предназначены для тушения не очень больших очагов горения волокнистых и других твердых металлов и электроустановок.

На территории открытого распределительного устройства, средства, которые необходимы в первую очередь, размещаются на специальных постах в подходящем для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.). Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, расположены на тропах обхода территории ОРУ. Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега. Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции снабжены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

На высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя, располагаются переносные огнетушители. Разрешается монтаж огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна гарантировать удобный доступ к нему.

При производстве таких работ как сварка или резка металла, можно при тушении небольшого пожара использовать асбестовое полотно, войлок, кошмы, с помощью которых можно путем набрасывания полотна на горящую поверхность.

Песок используется при тушение загораний и не очень больших очагов пожаров горючих жидкостей, который должен находиться постоянно сухим, без комков и инородных примесей. Ещё должен храниться в металлических ящиках, укомплектованных совковой лопатой или большим совком.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы на тему «Развитие электрических сетей филиала ПАО ФСК ЕЭС «Амурское предприятие магистральных электрических сетей» в связи с реконструкцией подстанции Белогорск» были решены основные задачи, которые необходимы для развития электрической сети.

Была выбрана оптимальная схема РУ ВН ПС Белогорск, обеспечивающая надёжный и бесперебойный транзит.

Замена оборудования была произведена в соответствии с климато-географическими условиями установки, а также с большим запасом прочности к воздействию токов короткого замыкания, а это значит, что оборудование способно выполнять свои функции в нормальном и аварийных режимах. В целях безопасности на подстанции было рассчитано и спроектировано защитное заземление. А для надёжной защиты оборудования был произведен расчет молниезащиты подстанции.

Выбранное конструктивное решение новой воздушной линии соответствует климатическим условиям, а также другим особенностям данного региона, таким как труднодоступность, сложный рельеф, необжитая местность.

Для надёжной защиты новых линий и трансформаторов были выбраны устройства релейной защиты и автоматики, а также рассчитаны соответствующие основные и резервные защиты.

С помощью спрогнозированных нагрузок, были выполнены расчеты максимальных, минимальных и послеаварийных режимов, из которых видно, что энергетическая система в полной мере снабжена устройствами КРМ и выбранное сечение и оборудование способно выдержать послеаварийные режимы. С помощью устройств КРМ видно, что данный участок сети в нормальных и послеаварийных режимах сможет поддерживать требуемые уровни напряжения.

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 Выбор нелинейных ограничителей напряжения для установки в сетях 110-750 кВ [Электронный ресурс]. URL: <http://www.positron.ru/> (дата обращения 17.06.16).
- 3 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 28.05.2016).
- 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 Группа компаний Омеур [Электронный ресурс]. URL: <http://omeur.ru/mnogogrannie-opori.html> (дата обращения: 03.06.2016).
- 6 Дьяков А.Ф., Платонов В.В. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: Учебное пособие.- М.: Издательство МЭИ, 2006.- 248с
- 7 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб.пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.
- 8 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153-34.20.118.-2003 Утверждено приказом Минэнерго России от 30.06.03 №281
- 9 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2013.
- 10 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд., - Изд-во БХВ - Петербург. 2013. - 608 с.

- 11 ООО НПП «ЭКРА» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ekra.ru/> (дата обращения: 03.06.2016).
- 12 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [http:// www.rastrwin.ru](http://www.rastrwin.ru). (дата обращения: 5.06.2016).
- 13 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, 2003 г.
- 14 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. - М. : Энергоатомиздат, 2010. - 118 с.
- 15 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. Челябинск: АТОКСО, 1995. – 42 с.
- 16 Инструкция по выбору изоляции электроустановок. РД 34.51.101-90. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
- 17 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.
- 18 Рокотян, С.С. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Рокотяна, С.С., Шапиро И.М. – М. : Энергоатомиздат, 2005. – 352 с.
- 19 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 1999.
- 20 РусГидро [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rushydro.ru/> (дата обращения: 15.05.2016).
- 21 Справочник по проектированию электрических сетей под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
- 22 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.120.70.200-2015
- 23 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.240.30.010-2008.
- 24 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007- 29.240.037-2010.
25. СНиП 23–03–2003 «Нормы проектирования. Защита от шума».

26 Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах : учеб. пособие / С.А. Ульянов. - М. : Энергия, 2009. – 188 с.

27 ФСК [Электронный ресурс]. URL: <http://www.fsk-ees.ru/> (дата обращения: 14.05.2018).

28 Электрокабель [Электронный ресурс]. URL: <http://elektrokable.ru/> (дата обращения: 10.05.2018).

ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет молниезащиты

Исходные данные:

Геометрические параметры ОРУ:

$$A := 154 \quad B := 93.6$$

Высота самого высокого защищаемого объекта
(линейный портал)

$$h_x := 17$$

Среднее число грозových часов в год

$$n := 60$$

Ожидаемое количество поражений молнией в год незащищенного объекта:

$$N := 0.06 \cdot n \cdot (A + 10 \cdot h_x) \cdot (B + 10 \cdot h_x) \cdot 10^{-6} = 0.307$$

Тип зоны защиты Б, т.к. $N < 1$.

$$h := 38 \quad \text{- высота молниетвода}$$

$$h_{\text{эф}} := 0.92 \cdot h = 34.96 \quad \text{- эффективная высота молниетвода}$$

$$r_0 := 1.5 \cdot h = 57 \quad \text{- радиус защиты молниетвода на уровне земли}$$

$$r_x := r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right) = 29.283 \quad \text{- радиус защиты молниетвода на уровне защищаемого объекта}$$

Параметры защиты для молниетводов 1-5, 3-4:

$$L_{12} := \sqrt{55.2^2 + 15.4^2} = 57.308 \quad \text{- расстояние между молниетводами}$$

$$h_{\text{сх}} := h_{\text{эф}} - 0.14 \cdot (L_{12} - h) = 32.257 \quad \text{- наименьшая высота внутренней зоны защиты}$$

$$r_{\text{с0}} := r_0 \quad \text{- половина ширины внутренней зоны на уровне земли}$$

$$r_{\text{сх}} := r_{\text{с0}} \cdot \frac{h_{\text{сх}} - h_x}{h_{\text{сх}}} = 26.96 \quad \text{- половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта}$$

Параметры защиты для молниетводов 1-2;2-3:

$$L_{23} := 15.4 \cdot 3 = 46.2 \quad \text{- расстояние между молниетводами}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет молниезащиты

$$\begin{aligned} \underline{h_{cx}} &:= h_{\text{эф}} - 0.14 \cdot (L_{23} - h) = 33.812 && \text{- наименьшая высота внутренней зоны защиты} \\ \underline{r_{c0}} &:= r_0 && \text{- половина ширины внутренней зоны на уровне земли} \\ \underline{r_{cx}} &:= r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} = 28.342 \quad 15,68 && \text{- половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта} \end{aligned}$$

Параметры защиты для молниеводов 4-5:

$$\begin{aligned} \underline{L_{12}} &:= 15.4 \cdot 4 = 61.6 && \text{- расстояние между молниеводами} \\ \underline{h_{cx}} &:= h_{\text{эф}} - 0.14 \cdot (L_{12} - h) = 31.656 && \text{- наименьшая высота внутренней зоны защиты} \\ \underline{r_{c0}} &:= r_0 && \text{- половина ширины внутренней зоны на уровне земли} \\ \underline{r_{cx}} &:= r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} = 26.39 && \text{- половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта} \end{aligned}$$

$\underline{h_x} := 7.5$ на уровне шинных порталов

$$\underline{r_x} := r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) = 44.772 \quad \text{- радиус защиты молниевода на уровне защищаемого объекта}$$

Параметры защиты для молниеводов 1-5, 3-4:

$$\begin{aligned} \underline{L_{12}} &:= \sqrt{55.2^2 + 15.4^2} = 57.308 && \text{- расстояние между молниеводами} \\ \underline{h_{cx}} &:= h_{\text{эф}} - 0.14 \cdot (L_{12} - h) = 32.257 && \text{- наименьшая высота внутренней зоны защиты} \\ \underline{r_{c0}} &:= r_0 && \text{- половина ширины внутренней зоны на уровне земли} \\ \underline{r_{cx}} &:= r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} = 43.747 && \text{- половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта} \end{aligned}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет молниезащиты

Параметры защиты для молниеотводов 1-2;2-3:

$$\begin{aligned} L_{23} &:= 15.4 \cdot 3 = 46.2 && \text{- расстояние между молниеотводами} \\ h_{cx} &:= h_{эф} - 0.14 \cdot (L_{23} - h) = 33.812 && \text{- наименьшая высота внутренней зоны} \\ &&& \text{защиты} \\ r_{c0} &:= r_0 && \text{- половина ширины внутренней} \\ &&& \text{зоны} \\ &&& \text{на уровне земли} \\ r_{cx} &:= r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} = 44.357 && \text{- половина ширины внутренней зоны} \\ &&& \text{на уровне высоты защищаемого объекта} \end{aligned}$$

Параметры защиты для молниеотводов 4-5:

$$\begin{aligned} L_{12} &:= 15.4 \cdot 4 = 61.6 && \text{- расстояние между молниеотводами} \\ h_{cx} &:= h_{эф} - 0.14 \cdot (L_{12} - h) = 31.656 && \text{- наименьшая высота внутренней зоны} \\ &&& \text{защиты} \\ r_{c0} &:= r_0 && \text{- половина ширины внутренней} \\ &&& \text{зоны} \\ &&& \text{на уровне земли} \\ r_{cx} &:= r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} = 43.495 \quad 31,28 && \text{- половина ширины внутренней зоны} \\ &&& \text{на уровне высоты защищаемого объекта} \end{aligned}$$

Геометрические параметры ОРУ:

$$A := 154 \quad B := 93.6$$

Площадь использования под заземлитель, м²

$$S := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) = 1.517 \times 10^4$$

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$R := 6 \text{ мм} \quad d := 12$$

$$F_{мп} := \pi \cdot R^2 = 113.097$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$I_{кз} := 2987 \quad T := 0.3 \quad \beta := 21$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет молниезащиты

$$F_{TC} := \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = 17.851$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$a_k := 0.0026 \quad b_k := 0.0092 \quad c_k := 0.0104 \quad \alpha_k := 0.0224 \quad T := 240$$

$$S_{cp} := a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^2 + c_k \cdot \ln(T) + \alpha_k = 0.784$$

$$F_{кор} := \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}) = 31.477$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{мп} > F_{min} > F_{кор} + F_{TC}$$

$$F_{кор} + F_{TC} = 49.328$$

$$F_{мп} = 113.097$$

Условие выполняется

Принимаем расстояние между полосами сетки:

$$l_{мп} := 6$$

Общая длина полос в сетке:

$$L_{Г} := \frac{2 \cdot S}{l_{мп}} = 5.055 \times 10^3 \quad S = 1.517 \times 10^4$$

Число ячеек:

$$m := \frac{L_{Г}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = 19.525$$

Принимаем $m := 20$

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 6.158$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет молниезащиты

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L := 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 5.172 \times 10^3$$

Определяем количество вертикальных электродов:

Расстояние между вертикальными электродами $a := 15$

$$n := \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = 32.84$$

Принимаем $n := 33$

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

Длина вертикального электрода $l_B := 5$ м

$$\rho := 50 \quad \frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0.041 \quad \text{Согласно ЭТС } A := 0.4$$

$$n = 33$$

$$R := \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n \cdot l_B} \right) = 0.172 \text{ Ом}$$

Сопротивление сетки заземления на ПС должно быть не более 0,5 Ом. Данное условие выполняется.

Импульсный коэффициент:

Ток молнии, кА: $I_M := 40$

$$\alpha_{И} := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}} = 2.424$$

Импульсное сопротивление:

$$R_{И} := R \cdot \alpha_{И} = 0.416$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет молниезащиты

Анализ грозоупорности ОРУ.

$r_3 := 0.012$ - радиус фазы

$N := 0.06 \cdot 50 \cdot (A + 10 \cdot 30) \cdot (B + 10 \cdot 30) \cdot 10^{-6} = 0.355$ - число ударов молнии

$Z_{\text{ош}} := 60 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h_{\text{ср}}}{r_3}\right) = 478.692$ - волновое сопротивление ошиновки

$U_{50\%} := 620$ - 50 %-е импульсное напряжение отрицательной полярности

$I_{\text{кр}} := \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{\text{ош}}} = 2.59$ - критический ток молнии

$p_{\text{пр}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{кр}}} = 0.902$

$l_{\text{гирл}} := 0.0175$ - высота подвеса гирлянды на опоре

$R_{\text{и}} := 0.5$ - импульсное сопротивление заземлителя

$I_{\text{оп}} := \frac{U_{50\%} - 50 \cdot l_{\text{гирл}}}{R_{\text{и}}} = 1.238 \times 10^3$

$p_{\text{оп}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{оп}}} = 0.000000$ - вероятность обратного перекрытия по гирлянде

$p_{\alpha} := 0.005$ - вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ

$\eta_{\text{пр}} := 0.9$ - вероятность перехода импульсного ПН в силовую дугу

$\eta_{\text{оп}} := 0.9$ - вероятность перехода импульсного ПН в силовую дугу при обратных перекрытиях

$h_{\text{с}} := 17$ - максимальная высота сооружения

$R_{\text{экв}} := 5 \cdot h_{\text{с}} - \frac{2 \cdot h_{\text{с}}^2}{30} = 65.733$ - эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает разряды

$a_{\text{T}} := 123.6$

- геометрические параметры линии

$b_{\text{T}} := 93.6$

$N_{\text{Гроз}_ч} := 50$

$p_0 := 0.05 \cdot N_{\text{Гроз}_ч} = 2.5$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет молниезащиты

$$N_{\text{пу}} := p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{\text{ЭКВ}}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{\text{ЭКВ}}) \cdot (\eta_{\text{пр}} \cdot p_{\alpha} \cdot p_{\text{пр}} + \eta_{\text{оп}} \cdot p_{\text{оп}}) \cdot 10^{-6}$$

$$N_{\text{пу}} = 5.823 \times 10^{-4} \quad \text{- число случаев перекрытия изоляции}$$

$$T_{\text{пу}} := \frac{1}{N_{\text{пу}}} = 1.717 \times 10^3 \quad \text{- средняя повторяемость опасных ПН в годах}$$

Определим число опасных перенапряжений от набегающих волн на ПС в целом, т.е. превышающих допустимое значение за год.

$$U_{\text{доп}} := 2.2 \cdot 220 = 484 \quad \text{- допустимое напряжение изоляции, кВ}$$

$$z_{\text{пр_кор}} := 367.961 \quad \text{- волновое сопротивление коронирующей линии}$$

$$I_{\text{пр_эу}} := \frac{2 \cdot U_{\text{доп}}}{z_{\text{пр_кор}}} = 2.631 \quad \text{- критический ток набегающей волны ПН}$$

$$\psi_{\text{ПР}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{пр_эу}}} = 0.900119 \quad \text{- доля опасных перенапряжений}$$

$$\delta_{\text{оп}} := 0.3 \quad h_{\text{оп}} := 36 \quad \text{- коэффициент для 1 троса, высота опоры}$$

$$I_{\text{оп_эу}} := \frac{U_{\text{доп}}}{R_{\text{и}} + \delta \cdot h_{\text{оп}}} = 42.832 \quad \text{- критический ток для внутренней изоляции}$$

$$\psi_{\text{ОП}} := e^{-0.04 \cdot I_{\text{оп_эу}}} = 0.180275 \quad \text{- доля обратных перекрытий}$$

$$N_{\text{ОП}} := 9 \quad N_{\text{оп}} := 30$$

$$\delta_{\text{оп}} := \frac{N_{\text{ОП}}}{N} = 0.3 \quad \text{- доля грозových ударов в опору}$$

$$k_3 := 0.6 \quad \text{- коэффициент взаимного перекрытия линии}$$

$$n_{\text{вл}} := 4 \quad \text{- число подходящих линий}$$

$$l_{\text{опас_зоны}} := 2 \quad \text{- длина опасной зоны}$$

$$N_{\text{НВ}} := N \cdot N_{\text{гроз_ч}} \cdot l_{\text{опас_зоны}} \cdot n_{\text{вл}} \cdot (1 - k_3) \cdot (p_{\alpha} \cdot \psi_{\text{ПР}} + \delta_{\text{оп}} \cdot p_{\text{оп}} \cdot \psi_{\text{ОП}}) \cdot 10^{-4}$$

$$N_{\text{НВ}} = 2.16 \times 10^{-3}$$

$$T_{\text{НВ}} := \frac{1}{N_{\text{НВ}}} = 462.902 \quad \text{- повторяемость опасных ПН при набегании волны}$$

ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет уставок релейной защиты

ТЗНП

1. Выбор уставок срабатывания первой ступени

$$I_{кз} := 4987 \quad \text{А}$$

$$K_{отс} := 1.25$$

$$K_{пер} := 2$$

$$K_{нб} := 0.05$$

$$K_{тт} := \frac{750}{5}$$

$$I_0 := \frac{K_{отс} \cdot K_{пер} \cdot K_{нб} \cdot I_{кз}}{K_{тт}} = 4.156 \quad \text{А}$$

$$I_0 := 4.2$$

$$I_{0расч} := 2357$$

$$K_{ч} := \frac{3I_{0расч}}{K_{тт} \cdot I_0} = 11.224$$

$$K_{ч} > 1.3$$

$$I_{ср_РТ_I_ст} := 2.5 I_{НОМ}$$

$$TЗI0 := 0 \quad \text{с}$$

$$tср_I_ст := 0 \quad \text{с}$$

2. Выбор уставок срабатывания второй ступени

$$K_{пер} := 1.5$$

$$I_0 := \frac{K_{отс} \cdot K_{пер} \cdot K_{нб} \cdot I_{кз}}{K_{тт}} = 3.117 \quad \text{А}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет уставок релейной защиты

$$I_0 := 3.12 \text{ А}$$

$$I_{0\text{МИН}} := 2357 \text{ А}$$

$$K_{\text{Ч}} := \frac{3I_{0\text{МИН}}}{K_{\text{ТТ}} \cdot I_0} = 15.109$$

$$K_{\text{Ч}} > 1.5$$

$$I_{\text{ср_РТ_II_ст}} := 1.9 I_{\text{НОМ}}$$

$$\Delta t := 0.3 \text{ с}$$

$$t_{\text{ВВ}} := 0.02 \text{ с}$$

$$T_{3I0} := t_{\text{ср_I_ст}} + \Delta t + t_{\text{ВВ}} = 0.32 \text{ с}$$

$$t_{\text{ср_II_ст}} := 0 \text{ с}$$

3. Выбор уставок срабатывания третьей ступени

Третья ступень ТЗНП для данной ВЛ задается максимально возможными уставками по току и времени срабатывания.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет капиталовложения

Капиталовложения в строительство линий

$$K_{\text{инфл}} := 78.8 \quad K_{\text{зон}} := 1.3$$

Для ВЛ 220 кВ

$$\text{сечение 240} \quad k_{220} := 17100 \text{ тыс.руб/км}$$

$$K_{\text{www}} := 1.6 \cdot k_{220} = 2.736 \times 10^4 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в линии

$$K_{\text{ВЛ}} := K \cdot K_{\text{инфл}} \cdot K_{\text{зон}} = 2.8027584 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в ОРУ

$$K_{\text{ору.А}} := 289000 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.А}} := 37500 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения

$$K_{\text{пс}} := (K_{\text{пост.А}} + K_{\text{ору.А}}) \cdot K_{\text{инфл}} = 2.573 \times 10^7 \text{ тыс.руб}$$

Общие капиталовложения

$$K_{\text{е}} := K_{\text{пс}} + K_{\text{ВЛ}} = 2.853 \times 10^7 \text{ тыс.руб}$$

Издержки на потери

Потери на корону

$$\Delta P_{\text{к}} := 0.008$$

$$\Delta W_{\text{к}} := \frac{1}{2} \Delta P_{\text{к}} \cdot 0.8 \cdot 8760 = 28.032 \text{ МВт}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчет капиталовложения

Потери в ВЛ

$$r_{2400} := 12. \text{ Ом/км} \quad T_3 := 5100 \text{ ч}$$
$$T_{\text{л}} := 5100 \text{ ч}$$

$$R := \frac{1}{2} \cdot r_{2400} \cdot 0.8 = 4.8 \text{ Ом}$$

$$U_{\text{НОМ}} := 220$$

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} := \frac{31.3^2 + 7^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R \cdot T_3 \dots = 983.614 \text{ кВт*ч}$$
$$+ \frac{29^2 + 2^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R \cdot T_{\text{л}} + \Delta W_{\text{к}}$$

Потери в трансформаторах

ТРДН – 40000/220

$$R_{\text{тр.40}} := 2.54 \text{ Ом}$$

$$\Delta W_{\text{тр40}} := \frac{40^2 + 11.4^2}{2 \cdot U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{тр.40}} \cdot T_3 + \frac{24^2 + 6.84^2}{2 \cdot U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{тр.40}} \cdot T_{\text{л}} \dots = 963914.8498606$$
$$+ 2 \cdot 8760 \cdot 55$$

АТДЦН-63000/220/110/10

$$R_{\text{тр.63}} := 2.4 \text{ Ом}$$

$$\Delta W_{\text{тр63}} := \frac{40^2 + 11.4^2}{2 \cdot U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{тр.63}} \cdot T_3 + \frac{24^2 + 6.84^2}{2 \cdot U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{тр.63}} \cdot T_{\text{л}} \dots = 788697.4959312$$
$$+ 2 \cdot 8760 \cdot 45$$

Суммарные потери в трансформаторах

$$\Delta W_{\text{ТР}} := \Delta W_{\text{тр40}} + \Delta W_{\text{тр63}} = 1.753 \times 10^6$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчет капиталовложения

Общие потери

$$\Delta W := \Delta W_{\text{вл}} + \Delta W_{\text{ТР}} + \Delta W_{\text{к}} = 1.754 \times 10^6$$

$$\Delta W = 1.754 \times 10^6 \text{ кВт*ч}$$

Издержки на потери электро энергии

$$c_0 := 1.72$$

$$I_{\Delta W} := c_0 \cdot \Delta W = 3.016 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

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

$$I_{\text{рзо}} := \alpha_{\text{рэовл}} \cdot K_{\text{вл}} + \alpha_{\text{рэопс}} \cdot K_{\text{пс}} = 1.54 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

$$T_{\text{сл}} := 20$$

$$I_{\text{ам}} := \frac{K_{\text{е}}}{T_{\text{сл}}} = 1.427 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Общие издержки

$$I := I_{\text{ам}} + I_{\text{рзо}} + I_{\Delta W} = 5983167.053 \text{ тыс.руб}$$

Затраты

$$З := E \cdot K_{\text{е}} + I = 9549536.853 \text{ руб/кВт*ч} \quad E := 0.125$$

$$З = 9.55 \times 10^6$$

Себестоимость электроэнергии

$$T_{\text{э}} := 4.27 \text{ руб/кВт*ч}$$

$$W := 424 \cdot T_{\text{з}} + 424 \cdot T_{\text{л}} \cdot 0.8 = 3.892 \times 10^6 \text{ кВт*ч}$$

$$c := \frac{I}{W} = 1.537$$

Доход от полезного отпуска

$$O := W \cdot T = 1.662 \times 10^7$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчет капиталовложения

Налог на чистую прибыль

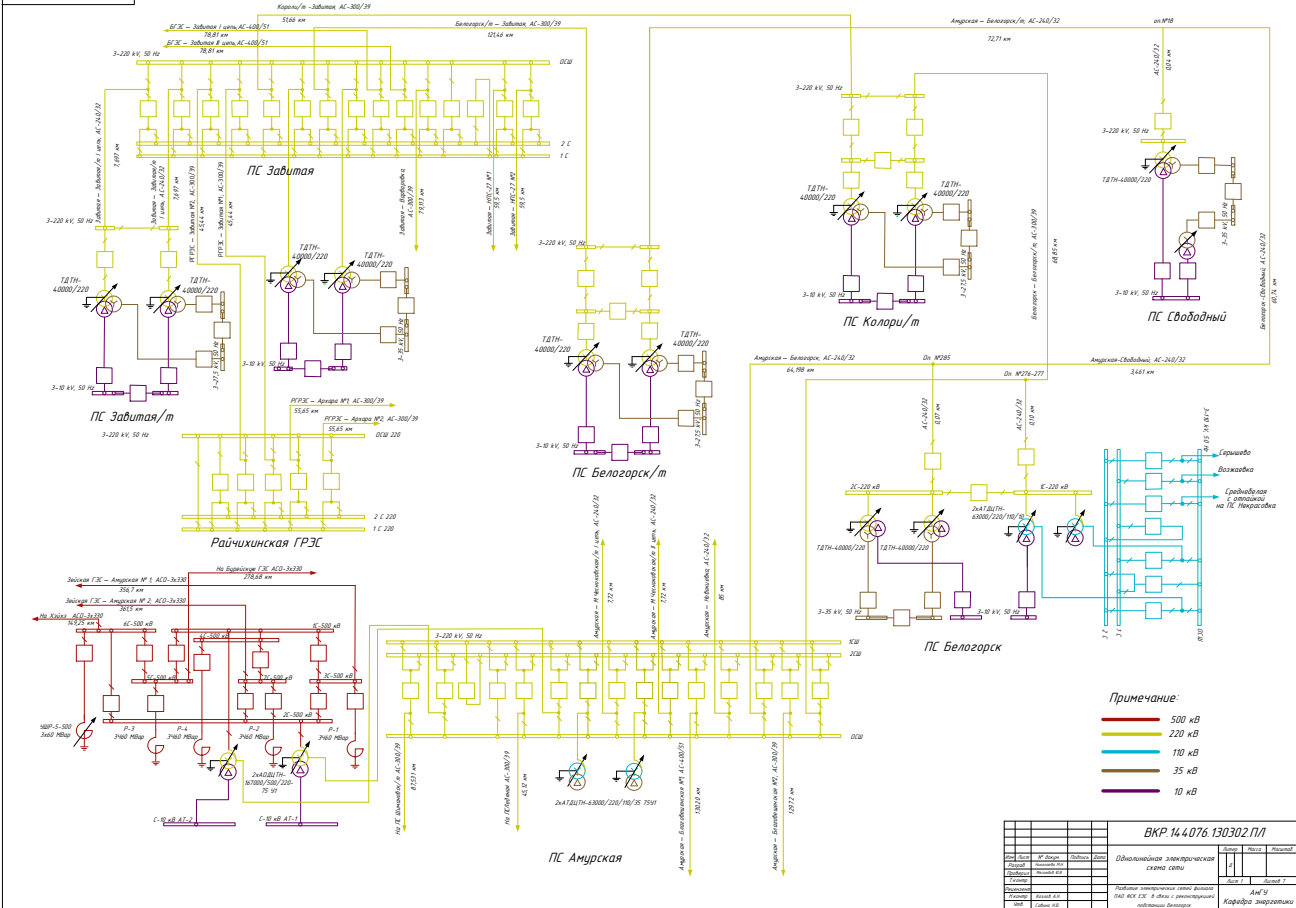
$$H := 0.2(O - И) = 2.127 \times 10^6$$

Чистая прибыль

$$П_{\text{ч}} := O - И - H = 8.51 \times 10^6$$

Простой срок окупаемости

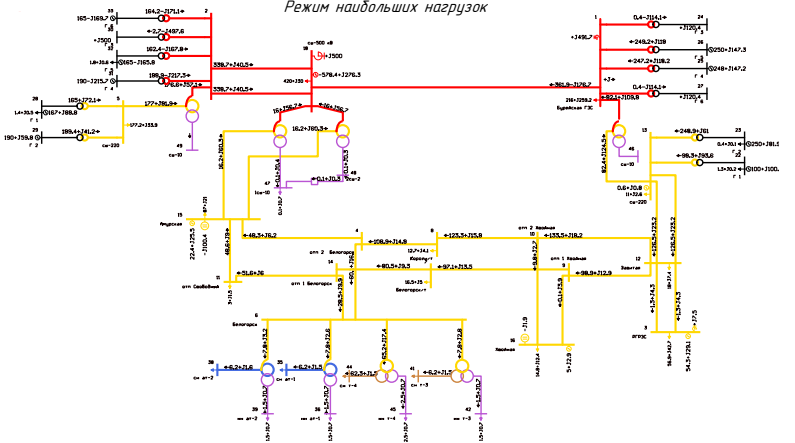
$$T_{\text{ок}} := \frac{K_{\varepsilon}}{П_{\text{ч}} + И_{\text{ам}}} = 2.871 \quad \text{лет}$$



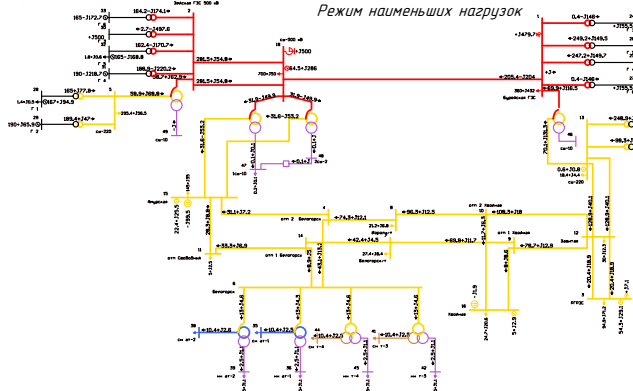
Токовая нагрузка линий в режиме наибольших нагрузок

Участок	Ток в начале линии, кА	Ток в конце линии, кА	Улит. доп.	Токовая нагрузка /ЛЭП, %
Отп1 Белогорск - Белогорск/т	208	207	605	34,3
Амурская - отп Свободный	128	126	605	21,1
Отп1 Белогорск - Белогорск	77	77	610	12,7
Отп2 Хвойная - Хвойная	34	34	610	5,5
Отп1 Хвойная - Хвойная	30	31	610	5,1
Отп2 Белогорск - Белогорск	160	160	610	26,2
№12 Задатая - ПУРЭС	70	82	710	11,5
Отп2 Хвойная - Задатая	336	336	710	47,3
Отп1 Хвойная - Задатая	24,9	24,9	710	3,5
Кароли/т - Отп2 Хвойная	311	311	710	43,8
Белогорск/т - Отп1 Хвойная	251	24,7	710	35,3
Отп2 Белогорск - Кароли/т	282	279	710	39,7
Отп Свободный - отп1 Белогорск	134	133	710	18,9
Амурская - отп2 Белогорск	126	125	710	17,8
№12 Амурская - ЗЭС	394	388	960	4,1
№12 Задатая - БЭС	342	331	860	39,7
БЭС - ш 500 кВ Амур	469	341	960	48,8

Режим наибольших нагрузок



Режим наименьших нагрузок

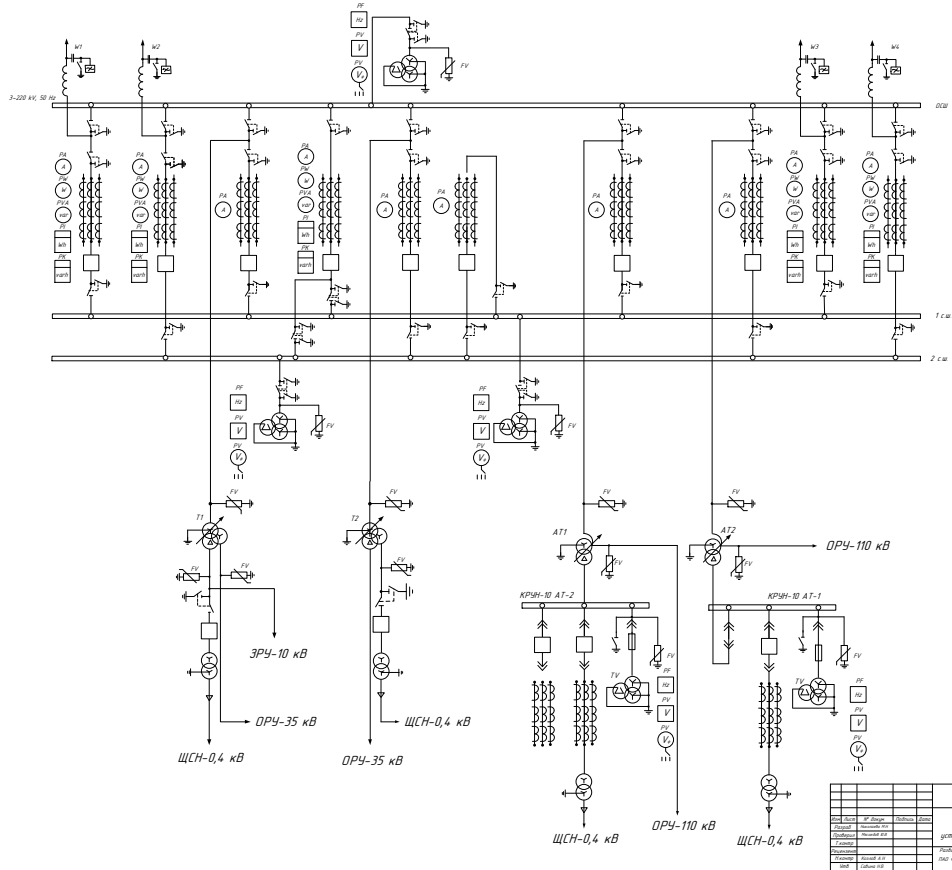


Токовая нагрузка линий в режиме наименьших нагрузок

Участок	Ток в начале линии, кА	Ток в конце линии, кА	Улит. доп.	Токовая нагрузка /ЛЭП, %
Отп1 Белогорск - Белогорск/т	110	110	605	18,2
Амурская - отп Свободный	77	75	605	12,8
Отп1 Белогорск - Белогорск	26	26	610	4,3
Отп2 Хвойная - Хвойная	25	25	610	4,2
Отп1 Хвойная - Хвойная	10	12	610	1,9
Отп2 Белогорск - Белогорск	116	116	610	19,1
№12 Задатая - ПУРЭС	11	27	710	3,7
Отп2 Хвойная - Задатая	278	278	710	39,1
Отп1 Хвойная - Задатая	202	202	710	28,4
Кароли/т - Отп2 Хвойная	247	246	710	34,8
Белогорск/т - Отп1 Хвойная	182	179	710	25,7
Отп2 Белогорск - Кароли/т	194	191	710	27,2
Отп Свободный - отп1 Белогорск	88	86	710	12,5
Амурская - отп2 Белогорск	83	81	710	11,7
№12 Амурская - ЗЭС	331	322	960	34,5
№12 Задатая - БЭС	321	315	860	37,3
БЭС - ш 500 кВ Амур	341	169	960	35,5

ВКР 14.4076.130302 П/П			
Исполнитель:	Проверено:	Дата:	Лист 7
Составлено:	Утверждено:	Дата:	Лист 7
Составлено:	Утверждено:	Дата:	Лист 7
Режим наибольших нагрузок			Лист 7
Режим наименьших нагрузок			Лист 7
Полное наименование организации			Лист 7
Имя организации			Лист 7
Имя сотрудника			Лист 7
Имя должности			Лист 7

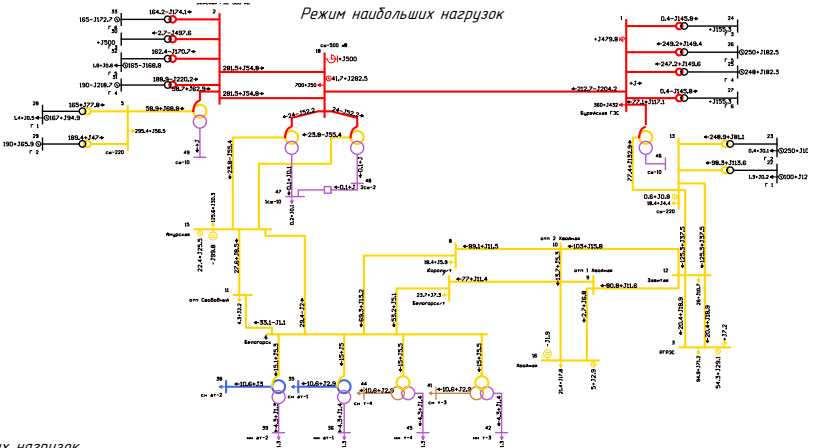
Трансформатор мощность 300 - 200
Габариты H - 200/50
Автомат P20 - 200/0,01
Трансформатор мощность 100 - 200
Автомат P20 - 200/0,01
Габариты H, W, H - 200/50
Автомат P20 - 200/0,01
Габариты H, W, H - 200/50
Автомат P20 - 200/0,01
Трансформатор мощность 300 - 200
Габариты H - 200/50
Автомат P20 - 200/0,01
Трансформатор мощность 300 - 200
Габариты H - 200/50
Автомат P20 - 200/0,01
Трансформатор мощность 300 - 200
Габариты H - 200/50
Автомат P20 - 200/0,01
Трансформатор мощность 300 - 200
Габариты H - 200/50
Автомат P20 - 200/0,01
Трансформатор мощность 300 - 200
Габариты H - 200/50
Автомат P20 - 200/0,01
Трансформатор мощность 300 - 200
Габариты H - 200/50
Автомат P20 - 200/0,01
Трансформатор мощность 300 - 200
Габариты H - 200/50
Автомат P20 - 200/0,01
Трансформатор мощность 300 - 200
Габариты H - 200/50
Автомат P20 - 200/0,01



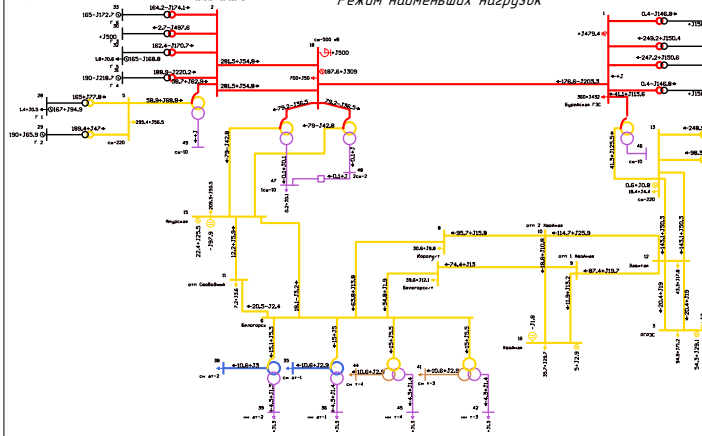
БКР 14.076.130302 П/П	
Реконструкция	Исполн.
распределительной	Дата
установки ВЛ В. Базарова	Лист 1
Рисунки подготовлены автором	Лист 2
Лист 3	Лист 4
Лист 5	Лист 6
Лист 7	Лист 8
Лист 9	Лист 10
Лист 11	Лист 12
Лист 13	Лист 14
Лист 15	Лист 16
Лист 17	Лист 18
Лист 19	Лист 20
Лист 21	Лист 22
Лист 23	Лист 24
Лист 25	Лист 26
Лист 27	Лист 28
Лист 29	Лист 30
Лист 31	Лист 32
Лист 33	Лист 34
Лист 35	Лист 36
Лист 37	Лист 38
Лист 39	Лист 40
Лист 41	Лист 42
Лист 43	Лист 44
Лист 45	Лист 46
Лист 47	Лист 48
Лист 49	Лист 50
Лист 51	Лист 52
Лист 53	Лист 54
Лист 55	Лист 56
Лист 57	Лист 58
Лист 59	Лист 60
Лист 61	Лист 62
Лист 63	Лист 64
Лист 65	Лист 66
Лист 67	Лист 68
Лист 69	Лист 70
Лист 71	Лист 72
Лист 73	Лист 74
Лист 75	Лист 76
Лист 77	Лист 78
Лист 79	Лист 80
Лист 81	Лист 82
Лист 83	Лист 84
Лист 85	Лист 86
Лист 87	Лист 88
Лист 89	Лист 90
Лист 91	Лист 92
Лист 93	Лист 94
Лист 95	Лист 96
Лист 97	Лист 98
Лист 99	Лист 100

Токовая нагрузка линий в режиме наибольших нагрузок

Участок	Ток в начале линии, кА	Ток в конце линии, кА	Илит доп.	Токовая нагрузка ЛЭП, %
Амурская - отп Свободный	160	158	605	26,4
Белогорск - отп Свободный	171	170	605	28,2
Белогорск-Амурская	152	151	605	25,1
Отп2 Хвойная - Хвойная	42	55	610	6,9
Отп1 Хвойная - Хвойная	45	47	610	7,7
№12 Амурская - ЗГЭС	394	388	960	4,1
№12 Задатая - РГЭС	71	82	710	11,6
Отп2 Хвойная - Задатая	315	316	710	44,5
Отп1 Хвойная - Задатая	250	250	710	35,2
Корали/т - Отп2 Хвойная	275	275	710	38,7
Белогорск/т - Отп1 Хвойная	250	247	710	35,2
Белогорск - Белогорск/т	188	188	710	26,5
Белогорск - Корали/т	229	228	710	32,3
№12 Задатая - БГЭС	387	375	860	4,5
БГЭС - св 500 кВ Амур	468	340	960	48,8



Режим наименьших нагрузок



Токовая нагрузка линий в режиме наименьших нагрузок

Участок	Ток в начале линии, кА	Ток в конце линии, кА	Илит доп.	Токовая нагрузка ЛЭП, %
Амурская - отп Свободный	36	32	605	5,9
Белогорск - отп Свободный	54	53	605	8,9
Белогорск-Амурская	48	47	605	7,9
Отп2 Хвойная - Хвойная	55	55	710	8,1
Отп1 Хвойная - Хвойная	17	19	710	3,2
№12 Амурская - ЗГЭС	331	323	960	34,5
№12 Задатая - РГЭС	11	27	710	3,7
Отп2 Хвойная - Задатая	300	300	710	42,3
Отп1 Хвойная - Задатая	229	229	710	32,2
Корали/т - Отп2 Хвойная	248	248	710	35
Белогорск/т - Отп1 Хвойная	197	194	710	27,8
Белогорск - Белогорск/т	91	91	710	12,8
Белогорск - Корали/т	170	168	710	24
№12 Задатая - БГЭС	322	316	860	37,4
БГЭС - св 500 кВ Амур	318	142	960	33,1

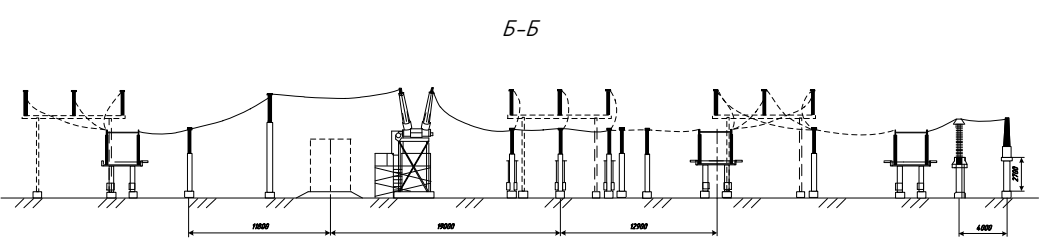
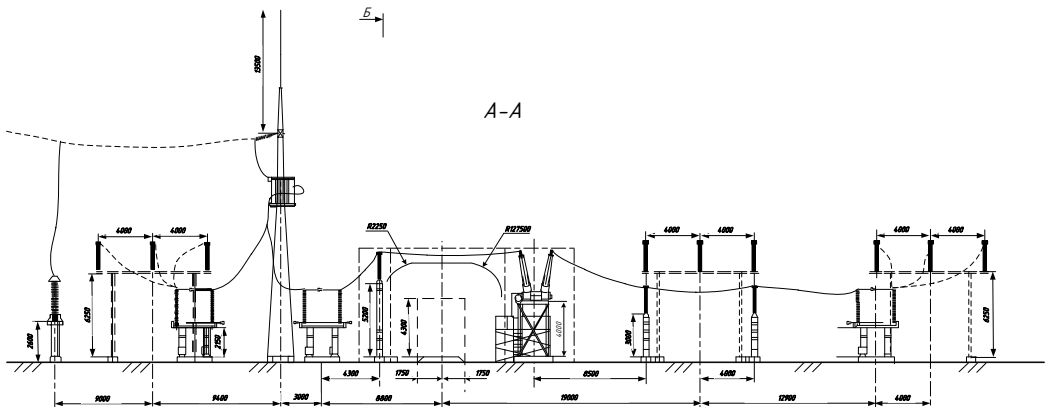
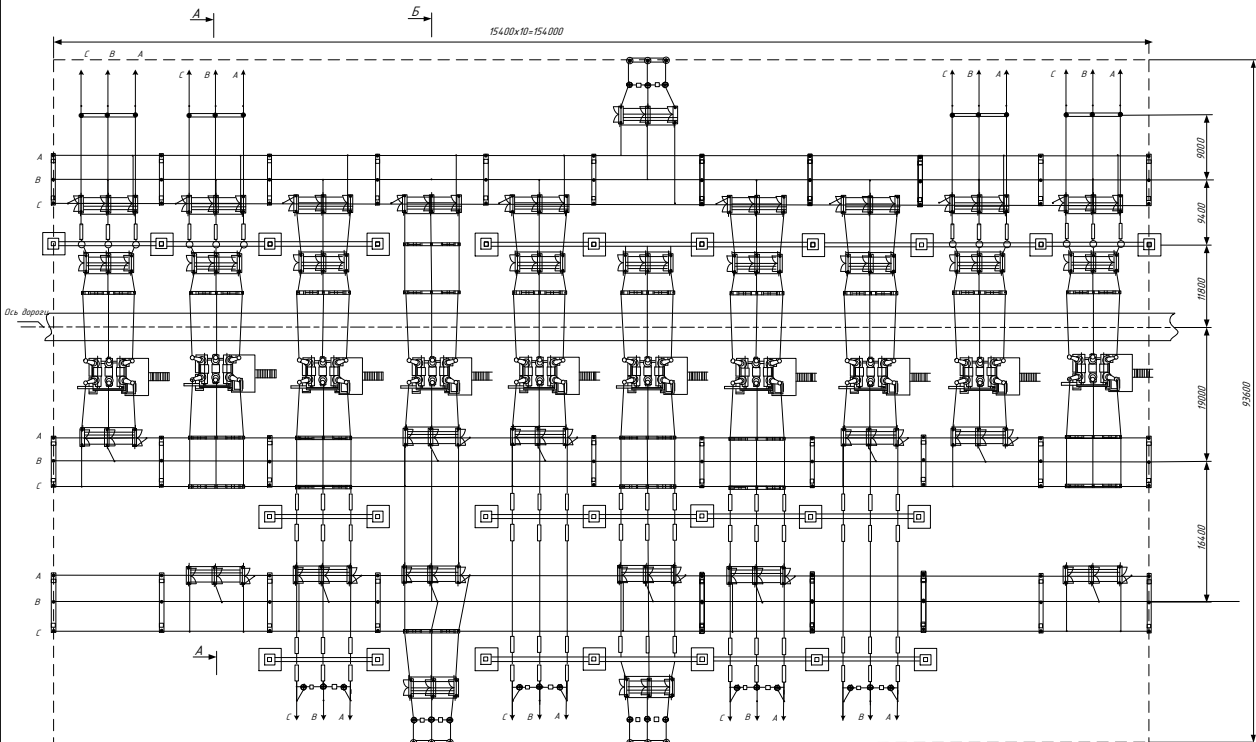
ВКР 14.4.076.130302 ПЛ			
№ п/п	Исполнитель	Дата	Подпись
1	Исполнитель		
2	Проверенный		
3	Утвержденный		

Работы выполнены в соответствии с требованиями нормативных документов.

Подпись исполнителя: _____

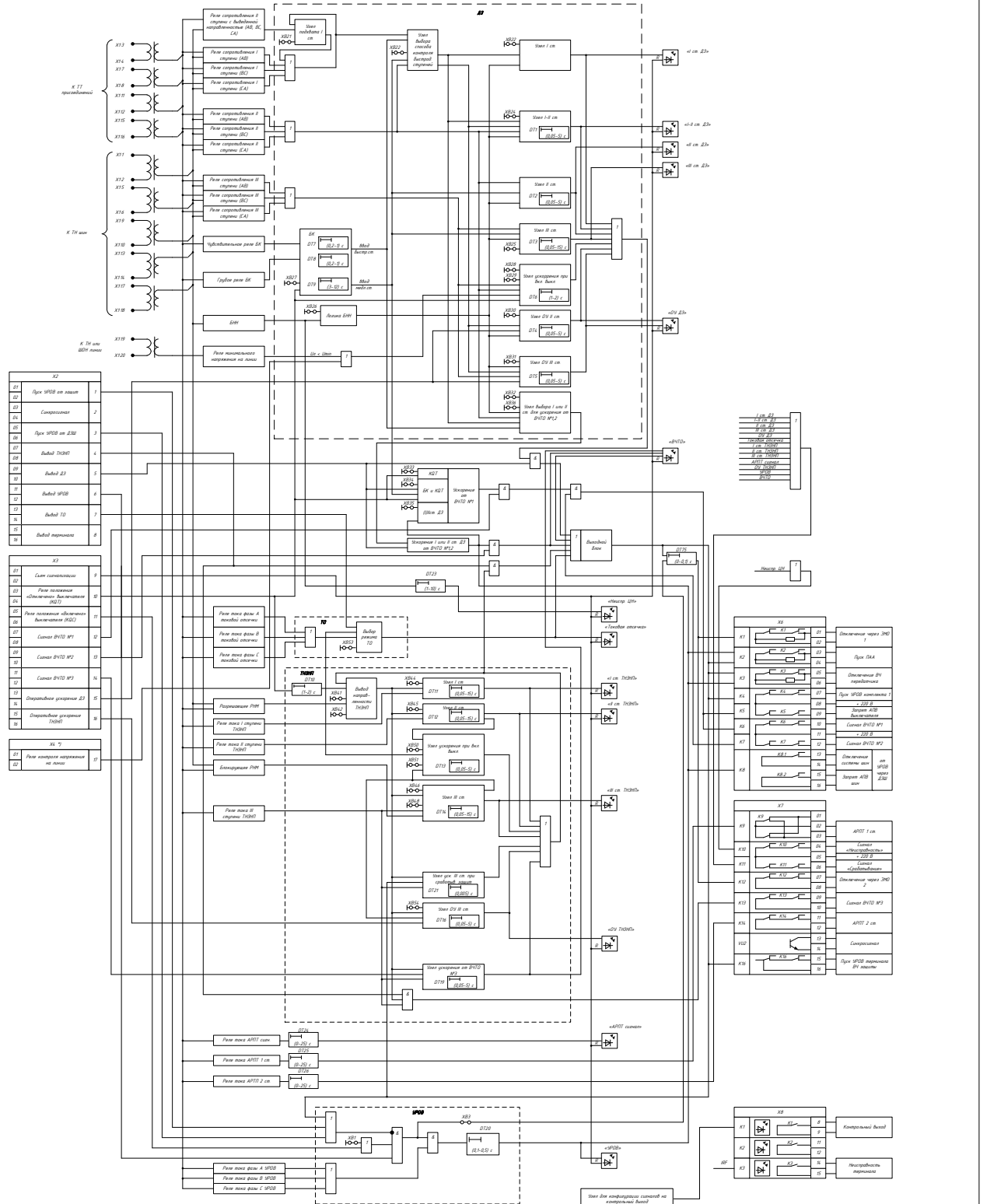
Подпись проверяющего: _____

Подпись утверждающего: _____



				ВКР.14.076.130302.П/1		
Имя Листа	И. Воево	Подпись	Дата	План и разрезы ГЭС Белозорск Р/э 220 кВ		
Листов	Начальник п.п.					
Выборщик	Начальник В.А.			Лист 6	Листов 7	
Утвердил				Разработчик: АИИЭ ИИОД ФСК ЕЭК в связи с реконструкцией подстанции Белозорск		
Инженер	Ковалев А.И.					
Знак	Лавина Ю.			АИИЭ Кафедра Энергетики		

ЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА МИКРОПРОЦЕССОРНОГО ТЕРМИНАЛА ЗАЩИТЫ ЛИНИИ ТЕРМИНАЛА ШЭ2607 021



K2	
21	При SPB от входа
22	Самостоятельно
23	При SPB от ШЭ
24	Выход ТЗВ1
25	Выход ЗЗ
26	Выход ШЗВ
27	Выход ТЗ
28	Выход терминала

K3	
21	Самостоятельно
22	При нарушении селективности Выходными (BKT)
23	При нарушении селективности Выходными (KCT)
24	Сигнал ШЗВ М1
25	Сигнал ШЗВ М2
26	Сигнал ШЗВ М3
27	Сигнал ШЗВ М4
28	Сигнал ШЗВ М5
29	Сигнал ШЗВ М6
30	Сигнал ШЗВ М7
31	Сигнал ШЗВ М8
32	Сигнал ШЗВ М9
33	Сигнал ШЗВ М10
34	Сигнал ШЗВ М11
35	Сигнал ШЗВ М12
36	Сигнал ШЗВ М13
37	Сигнал ШЗВ М14
38	Сигнал ШЗВ М15
39	Сигнал ШЗВ М16
40	Сигнал ШЗВ М17
41	Сигнал ШЗВ М18
42	Сигнал ШЗВ М19
43	Сигнал ШЗВ М20

K4	
21	При нарушении селективности на линии

L1	
1	Линия 1
2	Линия 2
3	Линия 3
4	Линия 4
5	Линия 5
6	Линия 6
7	Линия 7
8	Линия 8
9	Линия 9
10	Линия 10
11	Линия 11
12	Линия 12
13	Линия 13
14	Линия 14
15	Линия 15
16	Линия 16
17	Линия 17
18	Линия 18
19	Линия 19
20	Линия 20

ВКР 14.076.130302 П/П					Листы	Масштаб	
Изм.	Дата	М. Инж.	Год	Зодч.	1	Масштаб	
Разработчик	Лазаревский И.И.	ЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА МИКРОПРОЦЕССОРНОГО ТЕРМИНАЛА ЗАЩИТЫ ЛИНИИ ТЕРМИНАЛА ШЭ2607 021					Лист 7
Проверенный	Михайлов В.В.						Листов 7
Исполнитель	Коваль Д.И.	Разработчик электрических схем филиала ПАО «СНХ ЕЭК» в связи с реконструкцией подстанции Белоярский				Лист 7	
Стебель	Стебель И.В.					Листов 7	