

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина
« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование электрической сети для электроснабжения
золоторудного месторождения Чульбаткан в Хабаровском крае

Исполнитель

студент группы 742 об2

(подпись, дата)

А.А. Камалов

Руководитель

профессор, доктор техн. наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Консультант по
безопасности и
экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ассистент

(подпись, дата)

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента: Камалова Артёма Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование электрической сети для электроснабжения золоторудного месторождения Чульбаткан в Хабаровском крае

(утверждено приказом от _19.03.2021_ № 575-уч_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): 17.06.2021

3. Исходные данные к бакалаврской работе: Контрольные замеры нагрузок подстанции рассматриваемого района, электрическая схема подстанции, результаты преддипломной практики

4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):
Расчёт электрических нагрузок, разработка вариантов сети, расчёт токов короткого замыкания, проектирование новой подстанции и её защита

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 19 рисунков, 47 таблиц, 1 приложение, 26 источников, 6 листов графической части

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы Савина Н.В., докт.техн.наук, профессор
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 20.02.21
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 155 с., 19 рисунков, 47 таблиц, 1 приложение, 26 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ПРОГНОЗ НАГРУЗОК, ВАРИАНТЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе были предложены варианты проектирования электрической сети для электроснабжения золоторудного месторождения Чульбаткан. На основе технико-экономических расчётов выбран оптимальный вариант схемы сети. На проектируемой подстанции рассчитаны токи короткого замыкания, выбрано необходимое оборудование, рассчитаны уставки релейной защиты и автоматики, произведен расчет схем защитного заземления и молниезащиты. Выполнен расчет и анализ нормального и послеаварийного режимов. Рассмотрена безопасность и экологичность проектируемых объектов.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных сокращений	7
Введение	9
1 Общая характеристика района проектирования	11
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района рудного месторождения «Чульбаткан»	11
1.2 Характеристика электрических сетей и источников питания района проектирования	13
1.2.1 Анализ балансов мощностей и электроэнергии района проектирования электрической сети	16
1.2.2 Анализ технического состояния и пропускной способности существующей электрической сети	18
1.2.3 Недостатки функционирования существующих электрических сетей	20
1.3 Обоснование целесообразности проектирования новой электрической сети	21
2 Расчет и анализ электрических нагрузок	22
3 Выбор оптимальной схемы проектируемой электрической сети	31
3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации проектируемой электрической сети	31
3.2 Выбор номинального напряжения	37
3.3 Компенсация реактивной мощности	37
3.4 Выбор сечений новых линий электропередачи	40
3.5 Проверка мощности силовых трансформаторов на действующих подстанциях при проектировании электрической сети для электроснабжения рудного месторождения и их замена	41
3.6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов для новой вводимой ПС	42
4 Выбор оптимального варианта проектируемой электрической сети	44

5	Расчет токов короткого замыкания	50
5.1	Выбор программного комплекса для расчетов токов КЗ	50
5.2	Подготовка исходной информации	51
5.3	Расчет токов КЗ	54
6	Проектирование новой ПС	57
6.1	Разработка оптимального варианта однолинейной электрической схемы подстанции и ее конструктивное исполнение	57
6.2	Выбор и проверка ошиновки РУ ВН	59
6.3	Выбор и проверка выключателей РУ ВН	62
6.4	Выбор и проверка разъединителей РУ ВН	65
6.5	Выбор и проверка трансформаторов тока РУ ВН	66
6.6	Выбор комплектного распределительного устройства	69
6.7	Выбор и проверка выключателей РУ НН	70
6.8	Выбор и проверка трансформаторов тока РУ НН	73
6.9	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	77
6.10	Выбор трансформаторов собственных нужд	79
7	Молниезащита проектируемой линии электропередачи	82
7.1	Удар молнии в опору	83
7.2	Удар молнии в трос в середине пролёта	87
7.3	Удар молнии в провод при прорыве сквозь тросовую защиту	91
8	Разработка заземления и молниезащиты ПС «Чульбаткан»	96
8.1	Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	96
8.2	Конструктивное исполнение заземления подстанции и определение его стационарного и импульсного сопротивления	100
8.3	Выбор и проверка ОПН РУ ВН	106
8.4	Выбор и проверка ОПН КРУ	110
9	Расчет нормальных и послеаварийных режимов	113
9.1	Характерные режимы работы сети	113
9.2	Выбор и характеристика ПВК	113

9.3 Выбор эквивалента сети и подготовка исходных данных для расчета режимов	114
9.4 Расчет послеаварийного режима	118
10 Релейная защита и автоматика	120
10.1 Расчёт основных защит	120
10.1.1 Расчет дифференциальной защиты трансформатора	120
10.1.2 Расчет уставки ДТО	124
10.1.3 Расчет ДЗТ	126
10.1.4 Расчет группы чувствительных уставок	129
10.1.5 Проверка чувствительности ДЗТ	130
10.1.6 Выбор уставки сигнализации небаланса	131
10.1.7 Выбор уставок ДЗТ при возникновении БНТ	131
10.2 Расчет резервных защит	132
10.2.1 Расчет уставок МТЗ	132
10.2.2 Расчет уставок защиты от перегрузки	134
10.3 Автоматика	136
11 Безопасность и экологичность	138
11.1 Безопасность	138
11.2 Экологичность	139
11.3 Чрезвычайные ситуации	143
Заключение	145
Библиографический список	147
Приложение А. Замеры нагрузок на рассматриваемых ПС в 2020 году	150

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматический ввод резерва;
БНТ – бросок тока намагничивания;
ВЛ – воздушная линия;
ВН – высшее напряжение;
ДЗТ – дифференциальная защита с торможением;
ДТО – дифференциальная токовая отсечка;
ДДТН – длительно допустимая токовая нагрузка;
ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
ИПБ – информационный признак блокирования;
КУ – компенсирующее устройство;
КЛ – кабельная линия;
КРУ – комплектное распределительное устройство;
КРМ – компенсация реактивной мощности;
ЛЭП – линия электропередач;
ОЭС – объединенная энергетическая система;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ПА – послеаварийный;
ПС – подстанция;
ПВК – программно-вычислительный комплекс;
ПУЭ – правила устройства электроустановок;
ПП – переключательный пункт;
РУ – распределительное устройство;
РПН – регулирование напряжения под нагрузкой;
РЗ – релейная защита
СН – собственные нужды;
СВ – секционный выключатель;
СШ – секция шин
ТБ – техника безопасности;

ТКЗ – токи короткого замыкания

ЧС – чрезвычайная ситуация

ЭДС – электродвижущая сила;

ЭС – энергетическая система;

ВВЕДЕНИЕ

Зачастую золотодобывающие предприятия находятся в отдаленных и малозаселенных местах. Таким является проектируемая мной золоторудное месторождение «Чульбаткан», где будет производится добыча и обработка золотой руды. Находится объект проектирования в 15 километрах к юго-западу от Удинска, села на берегу реки Амгунь, Хабаровского края, где нет возможности обеспечения соответствующего уровня электроснабжения, что подтверждает актуальность темы.

Цель работы – необходимо спроектировать оптимальную и наиболее выгодную схему электрической сети для обеспечения требуемой мощности и надёжности электроснабжения золоторудного месторождения, нагрузка которого принимается равной 35 МВт, находящегося в отдалённой зоне от имеющейся энергосети Хабаровского края.

Для реализации поставленной цели необходимо решить ряд задач:

1. Проанализировать наиболее оптимальный вариант схемы электрической сети;
2. Спроектировать новую ПС, выбрав и проверив оборудование на ней;
3. Рассчитать нормальный и послеаварийный режим после подключения объекта к сети;
4. Описать релейную защиту на ПС.

В данной выпускной квалификационной работе была приведена краткая характеристика района проектирования ПС. Вероятно статистическим методом рассчитаны нагрузки проектируемого объекта и энергорайона подключения. Были выбраны два конкурентно способных варианта присоединения проектируемой ПС к существующей сети, определили их номинальные напряжения работы, по методу экономических токовых интервалов произвели выбор сечения проводов. Для определения наиболее

выгодного варианта присоединения проектируемого объекта провели технико-экономическое сопоставление вариантов.

С помощью ПК провёл расчёт токов КЗ. Основываясь на полученные данные, выбрали оборудование на ПС, а затем выполнялась его проверка на термическую и динамическую стойкость.

Для проектируемой питающей линии электропередач была выбрана опора, изоляторы и грозотрос, рассчитана молниезащита. Также для ПС «Чульбаткан» была рассчитана молниезащита и заземление.

Был выполнен расчет уставок релейной защиты для силового трансформатора.

Практическая значимость данной работы заключается в необходимости электроснабжения реального объекта, служащий источником золотой руды, оказывающий экономическую важность для региона и всей страны в целом.

Ожидаемые результаты: разработать схему сети и новой подстанции таким образом, чтобы обеспечивалась надёжная работа в протяжении срока эксплуатации электрооборудования – 20 лет с наименьшим ущербом от недоотпуска электроэнергии.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались следующие программно-вычислительные комплексы: MicrosoftExcel (для расчётов технико-экономических показателей); MicrosoftOfficeVisio (для выполнения графической части); RastrWin3 (для расчетов режимов работы сети, токов короткого замыкания).

Графическая часть состоит из шести листов формата А1.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района рудного месторождения «Чульбаткан»

При дальнейшем проектировании мы должны учесть климатические показатели рассматриваемого района, что позволит выбрать наиболее подходящее электрооборудование, обеспечивающие максимальную надёжность и безотказность работы в данной климатической зоне.

Рассматриваемое мной месторождение находится в 15 километрах к юго-востоку от села Удинска находящегося на северо-востоке Хабаровского края.

Участок проектирования относится к местности, приравненной к районам Крайнего Севера. Температура наиболее холодного месяца (январь) равна – 33,2 С. В летний период максимальная температура достигает +27,1 С. Средняя температура –21,4+20,4 С. Зная максимальную и минимальную годовую температуру окружающей среды, мы можем без препятственно выбрать оптимальное сечение проводников с учётом поправочного коэффициента, изоляцию выключателей и оборудование на ПС в целом. Данные по средней температуре так же используются при выборе силовых трансформаторов.

При расчете высоковольтных линий электропередач и их элементов должны учесть ветровое давление и толщину стенки гололеда. В соответствии с ПУЭ рис. 2.5.1 и 2.5.2 для рассматриваемого района проектирования скорость ветра достигает 32 м/с, а толщина стенки гололеда составит 25 мм. Изоляция на ЛЭП и ПС напрямую зависит от значения влажности воздуха в атмосфере, среднемесячная относительная влажность воздуха – 80%. На изоляцию воздействует степень загрязнения воздуха, ссылаясь на таблицу 1.9.12 ПУЭ [9] устанавливаем степень загрязнения 1 так как проектируемый объект является единственным источником загрязнения на большую территорию.

При выборе оборудования ПС и расчёте молниезащиты не малую роль играет грозовая активность. Обращаясь к ПУЭ рис 2.5.3 [9] видим, что число рассматриваемом районе от 40 до 60 часов с грозой, где плотность разрядов молнии в землю приблизительно равно 4.

Средняя глубина промерзания грунта составляет 210 см, максимальная глубина – 276 см, для крупных обломочных грунтов. На основе табличных данных справочного пособия 131.13330.2018, нормативная глубина промерзания для суглинистой почвы – 184 см, для супесей – 224. Имея эти значения, мы можем более точно определить и расставить заземления ПС и ЛЭП.

Трасса ЛЭП для энергопитания рудного месторождения «Чульбаткан» является протяженной и сложной в проектировании, т. к. на своём пути встречаются как горные почвы, так и заболоченные равнины. Также будет необходимо пересечь реки Амур, Амгунь из-за удалённости источника питания.

Основные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Природно-климатические условия

Природно-климатические условия	Расчетные величины
Район по гололеду	v
Нормативная стенка гололеда, мм	25
Район по ветру	III
Нормативное ветровое давление, Па	650 (32м/с)
Направление ветра	Юго-запад
Годовое количество осадков, мм	406
Низшая температура воздуха, °С	-33,2
Высшая температура воздуха, °С	+27,1
Средний минимум января	-21,4

Средний минимум июля	+20,4
Число грозových часов в год	40
Степень загрязнения атмосферы	1
Плотность разрядов молнии в землю	4
Влажность воздуха, %	80
Грунт	
Состав грунта	1 слой – суглинки не водоносные
	2 слой – супеси не водоносные
Максимальная глубина промерзания грунта, см	261
Нормативная глубина промерзания первого слоя грунта, см	183
Нормативная глубина промерзания второго слоя грунта, см	223

Приведённые в таблице природно-климатические данные позволят выбрать оборудование, предназначенное для эксплуатации в конкретных условиях. Это позволит обеспечить максимальную надёжность работы электрической сети.

1.2 Характеристика электрических сетей и источников питания района проектирования

Проведём системный анализ реального состояния электрической сети, к которой планируется подключение месторождения. Проектируемое электроснабжение рудного месторождения «Чульбаткан» будет подключаться к Николаевскому энергоузлу, изолированному от единой энергосистемы. Отталкиваясь от расположения проектируемого объекта, выбор ИП ограничивается небольшим количеством подстанций т.к. нагрузка вырастет на 35 МВт, что является большим потоком мощности.

Ближайшая к нам ПС 110 кВ «Маго» является ответвительной и не имеет возможности расширения РУ ВН. Будем рассматривать варианты подключения через:

- Проходную ПС 110 кВ «Белая Гора»
- Отпайкой, оборудованной между ВЛ 110кВ «Николаевская ТЭЦ»-«ПС Белая Гора».
- РУ ВН Николаевской ТЭЦ — тепловой электростанции в городе Николаевск-на-Амуре

Подстанция Многовершинная с точки зрения подключения рассматриваться не будет, в связи с удалённостью от объекта проектирования, но в оценке режимной ситуации учесть её должны.

Структурная схема рассматриваемых источников питания для проектируемого объекта представлена на рисунке 1.

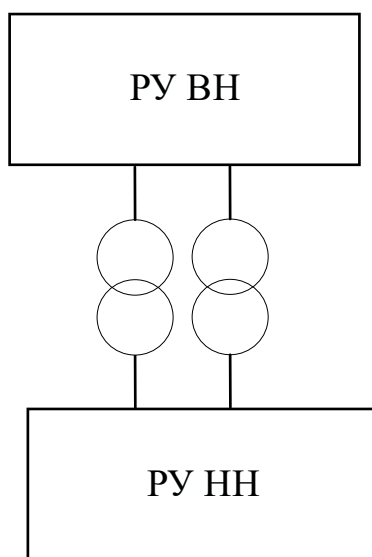


Рисунок 1 – Структурная схема ИП.

РУ ВН Николаевской ТЭЦ выполнена по типовой схеме 5Н – мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии. На подстанции «Белая Гора» РУ ВН по типовой схеме 5АН – мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со

стороны трансформаторов [19]. Однолинейные схемы в упрощенном виде представлена на рисунке 2, 3.

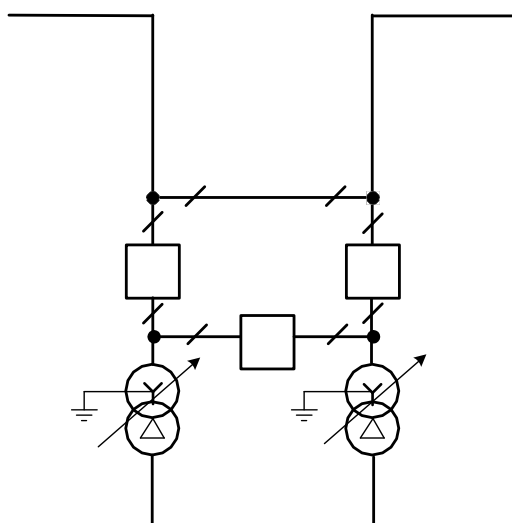


Рисунок 2 – Однолинейная схема РУ ВН 110 кВ Николаевской ТЭЦ

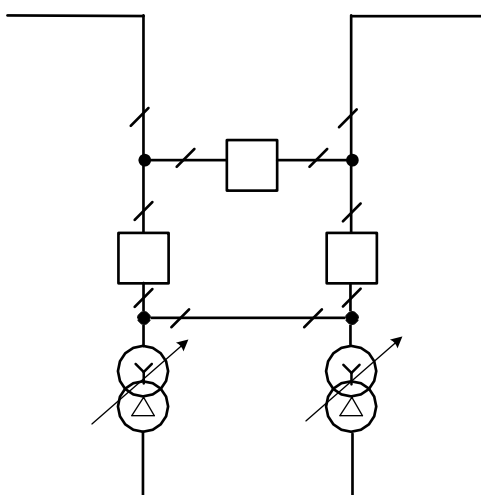


Рисунок 3 – Однолинейная схема РУ ВН 110 кВ ПС «Белая Гора»

В данных ОРУ используется три выключателя с масляной изоляцией. Для отключения и включения цепи ОРУ используют 2 выключателя расположенных в цепях трансформатора. При выводе в ремонт электрооборудования одной цепи или его повреждении 3-й секционный выключатель даст питание от соседней секции.

Также эксплуатируются высоковольтные разъединители для сознания видимого разрыва электроцепи, для обеспечения безопасного подхода к оборудованию РУ.

Значительное место на РУ занимают приборы понижающие первичные значения токов и напряжений для подключения к ним средств измерения (Амперметр, вольтметр, варметр и д.р.), также для осуществления питания для средств РЗиА этими приборами являются трансформатор тока и трансформатор напряжения.

Использования ОПН также является средством защиты РУ обеспечивающие изоляцию подстанции и электрическую сеть от атмосферных и коммутационных перенапряжений малого времени.

Силовые трансформаторы на ПС «Белая Гора» мощностью 6,3 МВА с масляной изоляцией. Один из силовых трансформаторов имеет устройство РПН, что позволяет регулировать напряжение и поддерживать его в заданных пределах.

Необходимо отметить пропускную способность линии. ЛЭП меж Николаевская ТЭЦ - ПС Белая Гора достаточно протяженные и имеют сечение АС-150/24. Допустимый длительный ток равен 450 А, а допустимая длительная мощность составляет 80,9 МВт. Мощность, которая протекает по линии составляет 17,2МВт. Следовательно, свободная мощность участка линии равняется 63,7 МВт. Таким образом, замена проводника не требуется. Пропускная загруженность других линий энергосети рассмотрены в пункте 1.2.2 ниже.

1.2.1 Анализ балансов мощностей и электроэнергии района проектирования электрической сети

Баланс электроэнергии Николаевского энергорайона представлен в таблице 2 [23]

Таблица 2 – Баланс электроэнергии Николаевского района за 2019 год

Показатель	Ед. измер.	2019 год
Потребность		
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	283,82
Покрытие		
Производство электроэнергии	млн.кВт.ч	283,82
В том числе: ТЭС	млн.кВт.ч	283,82
Число часов использования установленной мощности ТЭС, час/год	час/год	2173

Баланс электроэнергии Николаевского энергорайона складывается удовлетворительно. Число часов использования установленной мощности ТЭС составило 2173 часов.

Баланс мощности Николаевского энергорайона за 2019 год, [23] представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Баланс мощности Николаевского района за 2019 год МВт

Показатель	2019 год
Потребность	
Собственный максимум	41,9
Покрытие	
Установленная мощность	130,6
в том числе: ТЭС	130,6
Ограничения мощности	0
в том числе: ТЭС	0
Располагаемая мощность (на час максимума)	130,6
в том числе: ТЭС	130,6
Нагрузка электростанций в час максимума	41,9
в том числе: ТЭС	41,9

Фактический резерв (с учётом ремонта и консервации)	88,7
% резерва к максимуму потребления	211,2

Баланс мощности Николаевского энергорайона на час прохождения собственного максимума электрической нагрузки складывается с избытком мощности. Фактический резерв мощности составил 88,7 МВт (68% от располагаемой мощности электростанций энергоузла). Следовательно, при подключении нового потребителя в 35 МВт активная мощность, которая планируется к потреблению полностью покрывается генерацией на источниках питания.

1.2.2 Анализ технического состояния и пропускной способности существующей электрической сети

По конфигурации сеть является кольцевой, все подстанции которой работают на одно напряжение 110 кВ. Новый потребитель находится в отдалённом и труднодоступном месте от сети электроснабжения. Все ЛЭП по своей конструкции являются воздушными. Минимальное сечение линии является АС-120/19, а максимальное АС-240. Суммарная протяжённость линии 110 кВ равна – 269,99 км.

Рассматриваемый участок электрической сети представлен на рисунке 4.



Рисунок 4 – карта-схема сети

Рассмотрим подробнее пропускную загруженность линий конкретных участков сети. Так как ЛЭП Николаевская ТЭЦ – Многовершинная спроектирована из нескольких марок проводника, то будем учитывать с самым малым сечением.

Справочный материал по длительно допустимой мощности была взята из [1]

Таблица 4 – Загруженность ЛЭП.

Участок сети	Марка проводника	$P_{д. доп}$, МВт	$P_{прот}$, МВт
ТЭЦ – Белая гора с отпайкой на ПС Маго	АС-150/24	80,9	17,2
ТЭЦ – Многовершинная	АС-120/19	70,1	8,8
Белая гор-Многовершинная	АС-120/19	70,1	7,9

Исходя из таблицы делаем вывод, что подключения нового потребителя мощностью 35 МВт допустима для установленных линий электропередач.

В таблице представлены 5 данные по установленной схеме РУ ВН, количеству и суммарной мощности на действующих подстанциях энергорайона.

Таблица 5 – Подстанции района проектирования

ПС	Схема РУ ВН	Количество трансформаторов	Суммарная мощность трансформации МВА
«Белая гора»	5АН – мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычной со стороны трансформаторов	2	12,6
«Многовершинная»	5АН – мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычной со стороны трансформаторов	2	20
«Маго»	1- Блок (линия-трансформатор) с разъединителем	1	16

1.2.3 Недостатки функционирования существующих электрических сетей.

Главным изъяном работы рассматриваемого Николаевского энергорайона является физический износ генерирующего и электросетевого оборудования.

В таблице 6 представлены данные по возрастному состоянию энергооборудования существующей электрической сети

Таблица 6 – Срок службы

Тип оборудования	Усредненное количество лет в эксплуатации
Трансформаторы ПС	36-42

Линии электропередач 110 кВ	36-37
Генераторы станции	34-48

Из этого следует, что требуется модернизация всех электрических сетей Николаевского энергорайона, однако в данной работе будут рассмотрены только те участки куда будет подключаться новая подстанция.

1.3 Обоснование целесообразности проектирования новой электрической сети

Планируемое подключение нового крупного объекта по добычи и обработке золотой руды находится в районе, удаленном от основных источников питания. Это создает потребность в проектировании еще одной электрической сети. Кроме рассматриваемого рудного месторождения в районе находятся населенные пункты, не имеющие присоединения к основной электрической сети и питающиеся от дизельных электростанций. Благодаря новой электрической сети появится возможность их присоединения к будущей сети.

Изучив существующую сеть, можно прийти к выводу, что большая часть оборудования на подстанциях физически устарело и требует замены. То же самое и с линиями электропередач. Потребитель, который находится в районе проектирования, не имеет централизованного электроснабжения. Всё изложенное выше обосновывает тему проектирования новой электрической сети и делает её актуальной.

2 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Расчет электрических нагрузок — это исходная информация для реконструкции и проектирования всей электрической сети. Расчеты производятся с прогнозом до 2026 года вероятностно статистическим методом, так как пользуемся контрольными замерами. Прогноз электрических нагрузок осуществляется так как в соответствии с нормативными документами силовые трансформаторы выбираются на 5-й год эксплуатации.

К вероятностным характеристикам относят значения средней, эффективной и максимальной активных и реактивных мощностей. Среднее значение мощности мы можем определить по формуле:

$$P_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i \cdot t_i)}{T_n}, \quad (1)$$

$$Q_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_i \cdot t_i)}{T_n}, \quad (2)$$

Где P_i и Q_i — величина нагрузки контрольных замеров в i -й час наблюдения;

T — период наблюдения (24 часа).

Значение средней мощности позволяет сделать наиболее подходящий выбор силовых трансформаторов.

Для определения потерь электроэнергии и мощности вычисляется квадратичная мощность:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T_H} \cdot \sum_{i=1}^n (P_i^2 \cdot t_i)}, \quad (3)$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T_H}} \cdot \sum_{i=1}^n (Q_i^2 \cdot t_i), \quad (4)$$

Максимальная мощность – это средняя мощность за $\frac{1}{2}$ времени наблюдения в период максимальных нагрузок энергосистемы

$$P_{\text{max}} = P_{\text{cp}} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}), \quad (5)$$

$$Q_{\text{max}} = Q_{\text{cp}} \cdot (1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi}^2 - 1}), \quad (6)$$

где k_{ϕ} – коэффициент формы;

t_{β} – коэффициент Стьюдента, равный 1,96 [7].

Коэффициент формы – отношение эффективной мощности к средней. Данный коэффициент показывает неравномерность графика нагрузки во времени.

$$k_{\phi} = \frac{P_{\text{эф}}}{P_{\text{cp}}}, \quad (7)$$

По формуле сложных процентов определяется средняя прогнозируемая величина средней мощности:

$$P_{\text{cp.прог}} = P_{\text{cp}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t}, \quad (8)$$

$$Q_{\text{cp.прог}} = Q_{\text{cp}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t}, \quad (9)$$

где ε – средний ежегодный прирост электрической нагрузки в Николаевском районе Хабаровского края составляет 1,64 % (согласно «Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Хабаровского края на 2020-2024 годы»)

$t_{прог}$ – год, на который определяется нагрузка (2026 г.);

t – год на начала отсчета (2022 г.).

Прогнозируемая эффективная нагрузка находится по формуле:

$$P_{эф.прог} = k_{ф} \cdot P_{ср.прог} , \quad (10)$$

$$Q_{эф.прог} = k_{ф} \cdot Q_{ср.прог} , \quad (11)$$

Прогнозирование максимальной нагрузки производится по следующей формуле:

$$P_{макс.прог} = k_{макс} \cdot P_{ср.прог} , \quad (12)$$

$$Q_{макс.прог} = k_{макс} \cdot Q_{ср.прог} , \quad (13)$$

где $k_{макс}$ – коэффициент максимума.

Коэффициент максимума – это отношение максимальной нагрузки к средней.

$$k_{макс} = \frac{P_{макс}}{P_{ср}} , \quad (14)$$

Таблицы контрольных замеров на рассматриваемых ПС, приведены в приложении А.

Рассчитаем вероятностные характеристики для ПС «Белая Гора» в
осенне-зимний период.

$$P_{cp} = \frac{6,89+6,55+6,64+7,15+7,26+9,63+11,81 \\ +10,6+9,13+9,92+9,1+9,2+8,6+7,8+8,5 \\ +7,73+8,13+8,2+9,0+9,2+8,5+7,4+7,1+6,6}{24} = 8,9 \text{ МВт}$$

$$Q_{cp} = \frac{3,15+3,02+3,84+3,05+4,72+3,85+4,72 \\ +4,24+3,65+3,97+3,64+3,68+3,44+3,12+3,4 \\ +3,97+3,64+3,65+3,44+2,96+3,4+3,68+2,84+2,64}{24} = 3,5 \text{ Мвар}$$

$$P_{\phi} = \sqrt{\frac{6,89^2+6,55^2+6,64^2+7,15^2+7,26^2+9,63^2+11,81^2 \\ +10,6^2+9,13^2+9,92^2+9,1^2+9,2^2+8,6^2+7,8^2+8,5^2 \\ +7,73^2+8,13^2+8,2^2+9,0^2+9,2^2+8,5^2+7,4^2+7,1^2+6,6^2}{24}} = 9,04 \text{ МВт}$$

$$Q_{\phi} = \sqrt{\frac{3,15^2+3,02^2+3,84^2+3,05^2+4,72^2+3,85^2+4,72^2 \\ +4,24^2+3,65^2+3,97^2+3,64^2+3,68^2+3,44^2+3,12^2+3,4^2 \\ +3,97^2+3,64^2+3,65^2+3,44^2+2,96^2+3,4^2+3,68^2+2,84^2+2,64^2}{24}} = 3,61 \text{ Мвар}$$

$$k_{\phi} = \frac{9,04}{8,9} = 1,02$$

$$P_{max} = 8,9 \cdot (1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,02^2 - 1}) = 11,8 \text{ МВт}$$

$$Q_{max} = 3,5 \cdot (1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,02^2 - 1}) = 4,87 \text{ Мвар}$$

$$P_{cp.прог} = 8,9 \cdot (1 + 0,0164)^5 = 9,65 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ср.прог}} = 3,5 \cdot (1 + 0,0164)^5 = 3,79 \text{ Мвар}$$

$$P_{\text{эф.прог}} = 1,02 \cdot 9,65 = 9,84 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{эф.прог}} = 1,02 \cdot 3,79 = 3,86 \text{ Мвар}$$

$$k_{\text{max}} = \frac{11,8}{8,9} = 1,32$$

$$P_{\text{max.прог}} = 1,39 \cdot 9,65 = 13,41 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{max.прог}} = 1,39 \cdot 3,79 = 5,26 \text{ Мвар}$$

Для весенне-летнего периода вероятностные характеристики ПС «Белая гора»:

$$P_{\text{ср}} = \frac{6,21 + 5,88 + 5,97 + 6,43 + 6,53 + 8,66 + 9,00 + 9,54 + 8,21 + 8,04 + 8,93 + 8,4 + 7,6 + 6,8 + 6,4 + 5,34 + 5,51 + 5,9 + 6,26 + 6,42 + 6,58 + 6,13 + 6,21 + 6,78}{24} = 6,38 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ср}} = \frac{2,48 + 2,35 + 2,39 + 2,61 + 3,46 + 3,6 + 3,81 + 2,61 + 3,28 + 3,22 + 3,57 + 3,36 + 3,04 + 2,72 + 2,13 + 3,03 + 2,20 + 2,36 + 2,51 + 2,57 + 2,63 + 2,45 + 2,51 + 2,7}{24} = 2,55 \text{ Мвар}$$

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{6,21^2 + 5,88^2 + 5,97^2 + 6,43^2 + 6,53^2 + 8,66^2 + 9,00^2 + 9,54^2 + 8,21^2 + 8,04^2 + 8,93^2 + 8,4^2 + 7,6^2 + 6,8^2 + 6,4^2 + 5,34^2 + 5,51^2 + 5,9^2 + 6,26^2 + 6,42^2 + 6,58^2 + 6,13^2 + 6,21^2 + 6,78^2}{24}} = 6,43 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{2,48^2 + 2,35^2 + 2,39^2 + 2,61^2 + 3,46^2 + 3,6^2 + 3,81^2 + 2,61^2 + 3,28^2 + 3,22^2 + 3,57^2 + 3,36^2 + 3,04^2 + 2,72^2 + 2,13^2 + 3,03^2 + 2,20^2 + 2,36^2 + 2,51^2 + 2,57^2 + 2,63^2 + 2,45^2 + 2,51^2 + 2,7^2}{24}} = 2,56 \text{ Мвар}$$

$$k_{\phi} = \frac{6,43}{6,38} = 1,01$$

$$P_{\text{max}} = 6,38 \cdot (1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,01^2 - 1}) = 9,5 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{max}} = 2,55 \cdot (1 + 1,96 \cdot \sqrt{1,01^2 - 1}) = 3,8 \text{ Мвар}$$

$$P_{\text{ср.прог}} = 6,38 \cdot (1 + 0,0164)^5 = 6,92 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ср.прог}} = 2,55 \cdot (1 + 0,0164)^5 = 2,76 \text{ Мвар}$$

$$P_{\text{эф.прог}} = 1,01 \cdot 6,92 = 6,98 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{эф.прог}} = 1,01 \cdot 2,76 = 2,78 \text{ Мвар}$$

$$k_{\text{max}} = \frac{9,5}{6,38} = 1,28$$

$$P_{\text{max.прог}} = 1,28 \cdot 6,92 = 8,86 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{max.прог}} = 1,28 \cdot 2,76 = 3,53 \text{ Мвар}$$

На остальных ПС нагрузки рассчитываем аналогичным образом. Вероятностные характеристики и расчёт прогнозирования роста электрических нагрузок сведены в таблицы 7 и 8

Таблица 7 – Результаты расчетов вероятностных характеристик

ПС Маго								
Период	P_{cp}	$P_{эф}$	P_{max}	Q_{cp}	$Q_{эф}$	Q_{max}	k_{ϕ}	k_{max}
	МВт			Мвар				
Осенне-зимний	1,14	1,2	1,85	0,45	0,47	0,75	1,05	1,32
Весенне-летний	0,93	0,97	1,45	0,37	0,39	0,57	1,04	1,27
ПС Многовершинная								
Период	P_{cp}	$P_{эф}$	P_{max}	Q_{cp}	$Q_{эф}$	Q_{max}	k_{ϕ}	k_{max}
	МВт			Мвар				
Осенне-зимний	13,72	13,82	17,53	5,48	5,51	7,00	1,01	1,27
Весенне-летний	11,76	11,94	15,02	4,7	4,77	6,00	1,01	1,27
НТЭЦ НН								
Период	P_{cp}	$P_{эф}$	P_{max}	Q_{cp}	$Q_{эф}$	Q_{max}	k_{ϕ}	k_{max}
	МВт			Мвар				
Осенне-зимний	10,06	10,09	12,85	4,01	4,02	5,12	1,003	1,28
Весенне-летний	7,9	7,92	10,09	3,16	3,16	4,04	1,002	1,28

Таблица 8 – Результаты расчетов прогнозирования электрических нагрузок.

ПС Маго						
Период	$P_{cp.прог}$	$P_{эф.прог}$	$P_{max.прог}$	$Q_{cp.прог}$	$Q_{эф.прог}$	$Q_{max.прог}$
	МВт			Мвар		
Осенне-зимний	1,23	1,29	1,99	0,49	0,51	0,79
Весенне-летний	1,01	1,05	1,28	0,4	0,41	0,51

ПС Многовершинная						
Период	$P_{cp.прог}$	$P_{эф.прог}$	$P_{max.прог}$	$Q_{cp.прог}$	$Q_{эф.прог}$	$Q_{max.прог}$
	МВт			Мвар		
Осенне-зимний	14,88	15,02	18,89	5,94	5,99	7,54
Весенне-летний	12,75	12,87	16,2	5,09	5,14	6,46
НТЭЦ НН						
Период	$P_{cp.прог}$	$P_{эф.прог}$	$P_{max.прог}$	$Q_{cp.прог}$	$Q_{эф.прог}$	$Q_{max.прог}$
	МВт			Мвар		
Осенне-зимний	10,91	10,94	13,96	4,35	4,36	5,57
Весенне-летний	8,57	8,58	10,96	3,42	3,43	4,39

Также произведём расчёт вероятностных характеристик для проектируемого объекта. Расчётная мощность самого месторождения 35 МВт, но на его обслуживание требуется социальная инфраструктура и рассмотрим возможность подключения близлежащего села Удинск к шинам НН проектируемой станции. Приблизительная добавочная нагрузка составит 5 МВт. Далее расчёт будем проводить, учитывая эту добавочную нагрузку.

Активная и реактивная мощности обладают максимальными значениями по данным технологического присоединения. Как для идеализированной сети коэффициент формы и коэффициент максимума примем равным единицы.

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{k_{max}}, \quad (15)$$

$$P_{cp} = \frac{40}{1} = 40 \text{ МВт}$$

Для реактивной мощности произведём аналогичный расчёт:

$$Q_{cp} = \frac{16,89}{1} = 16,89 \text{ Мвар}$$

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot k_{эф}$$

$$P_{эф} = 40 \cdot 1 = 40 \text{ МВт}$$

$$Q_{эф} = 16,89 \cdot 1 = 16,89 \text{ Мвар}$$

3 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ СХЕМЫ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации проектируемой электрической сети.

Для разработки наиболее оптимальной конфигурации сети используем повариантный метод. Этот метод основывается на том, чтобы обозначать некоторое количество вариантов. Из них, выбирается самый выгодный, основываясь технико-экономическим сравнением. Все варианты должны основываться на правилах построения сети (магистральная, радиальная и другие). При составлении вариантов в первую очередь будем исходить от расстояния между центром питания и проектируемым объектом, а также возможностью присоединения новых линий электропередач.

Также необходимо учитывать категоричность ЭП.

По одной линии электроэнергию получают электропотребители третьей категории. По двум отдельным линиям или выполненной в двухцепном исполнении питаются ЭП второй категории. ЭП первой категории обеспечиваются энергией от двух и более независимых ИП и от двух ЛЭП, без перерыва в электроснабжении.

Учитывается также число присоединений, перспективное развитие и возможность пропуска перетоков мощности через ПС.

Защиту от отключений соседних присоединений во время ремонтных работ обеспечат правильно численно выбранные коммутационные аппараты.

Проектируемый объект находится на большом расстоянии от существующей сети, исходя из этого, на своём пути ЛЭП встречает как горные почвы, заболоченные равнины, так и водные массивы в следствии чего траектория проектирования линии будет ломанной.

Есть несколько способов подключить объект к энергосистеме.

На рисунке 5 показан способ врезки новой линии через

присоединения модулями отпайки в уже существующую линию напряжением 110 кВ. Такой вариант более простой и экономичный в плане проектирования так как отсутствует необходимость реконструкции прилегающих подстанций.

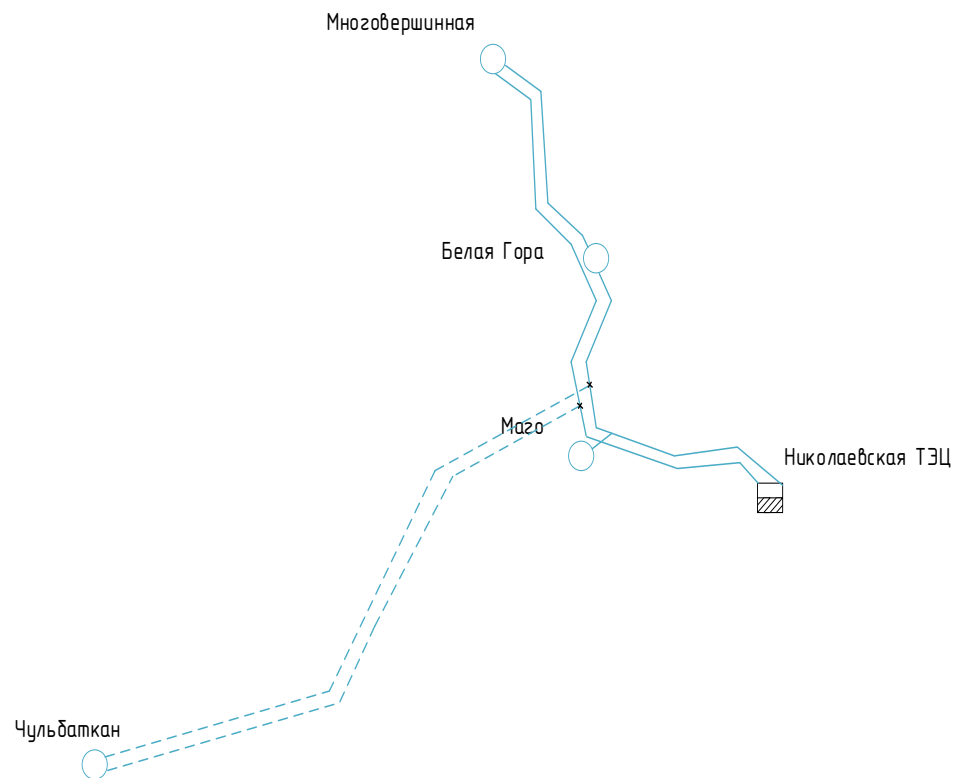


Рисунок 5 – Вариант врезки линии в уже существующую через отпайку 110 кВ

Второй вариант изображен на рисунке 6. Он состоит в том, чтобы проектируемый объект подключить к ПС «Белая Гора» к ВН 110 кВ.

Однако данный вариант присоединения требует расширения РУ ВН на подстанции до схемы 9 – одна рабочая секционированная выключателем система шин, изображенная на рисунке 7. Расширяя РУ до схемы 9, потребуется еще 4 выключателя – на каждую линию по одному.

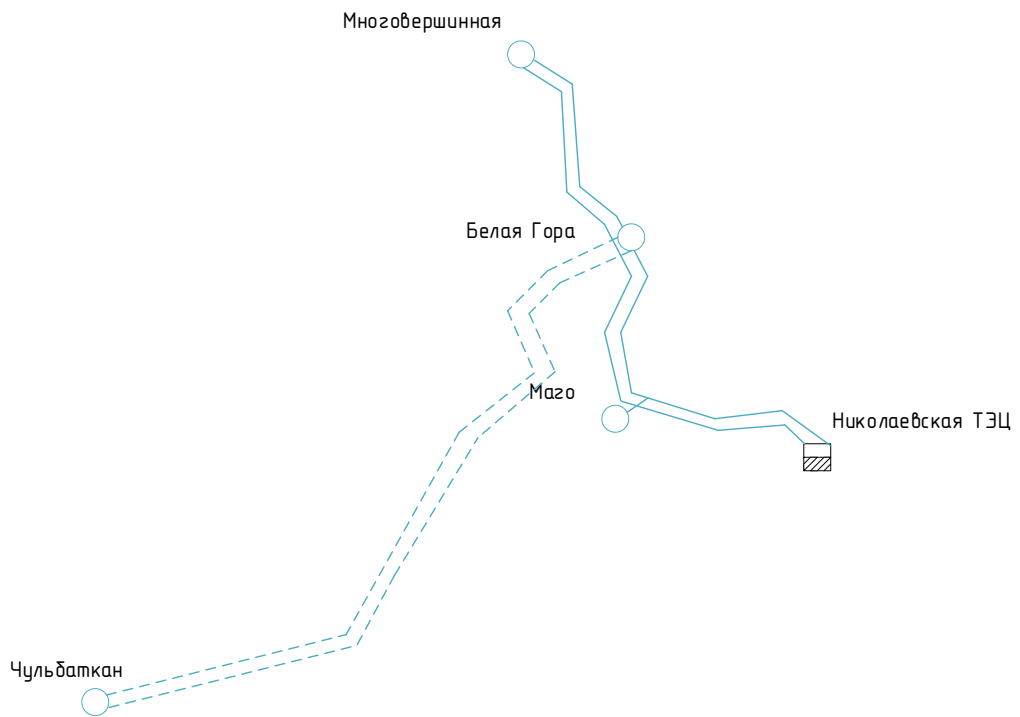


Рисунок 6 – Вариант присоединения новой линии к ПС «Белая Гора»
ВН 110 кВ

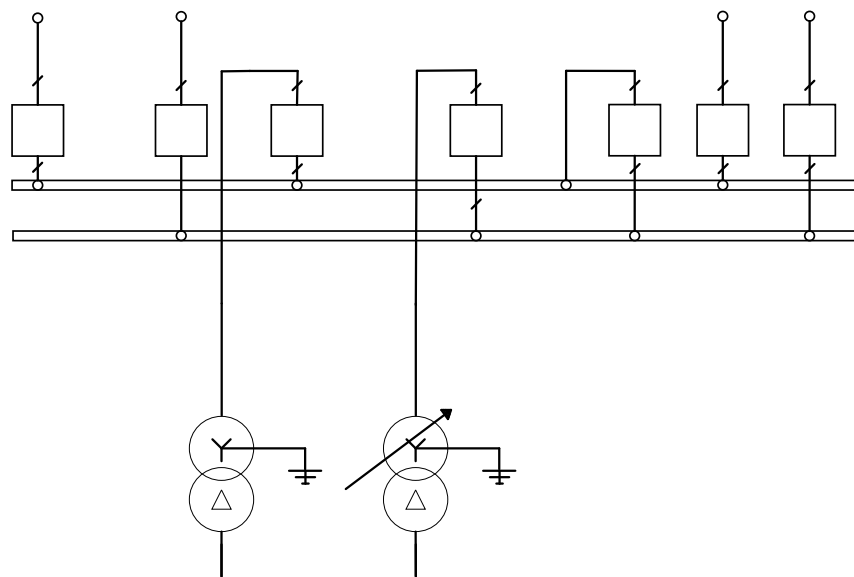


Рисунок 7 – Одна рабочая секционированная выключателем система
шин

Третий вариант сети изображён на рисунке 8. При его исполнении проектируемая подстанция будет подключена к РУ ВН Николаевской ТЭЦ, выполненной по схеме 5Н.

Данный вариант присоединения также потребует расширения РУ ВН до схемы 9 – одна рабочая секционированная выключателем система шин.

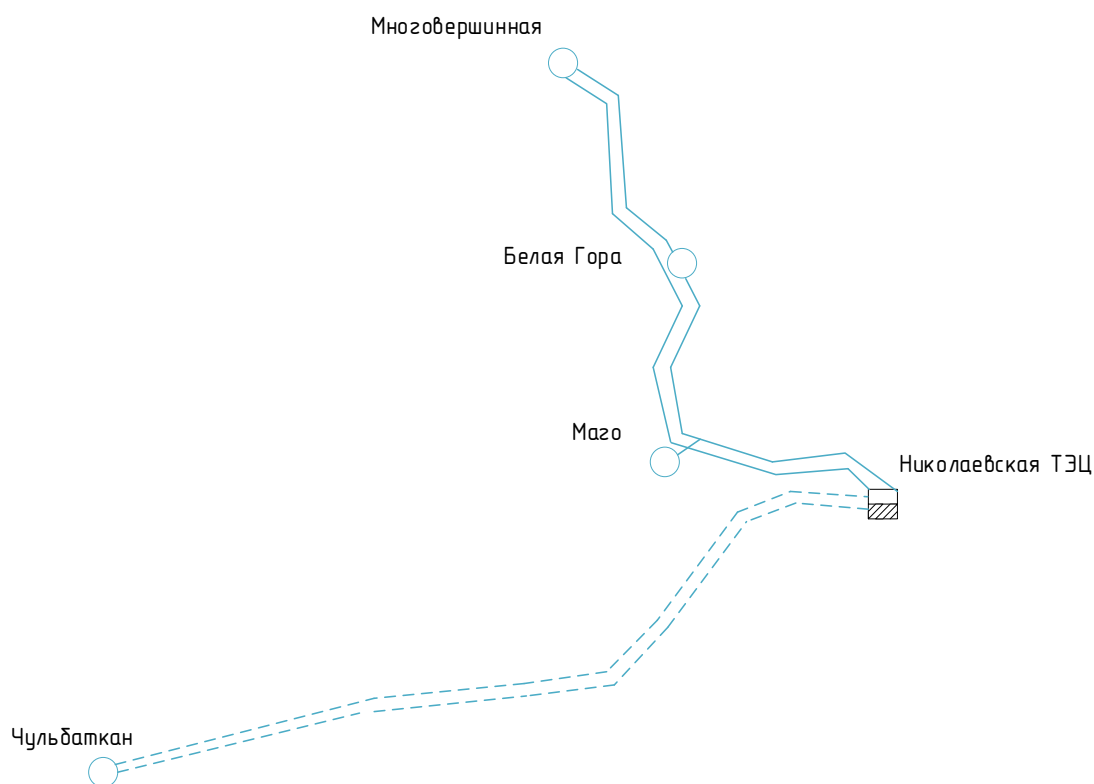


Рисунок 8 – вариант присоединения новой линии к РУ
ВН Николаевской ТЭЦ

Четвёртый вариант сети изображён на рисунке 9. При его исполнении в близи, проектируемой подстанция будет установлена мини электростанция, питаемая на комбинированном топливе дизель-ветер.

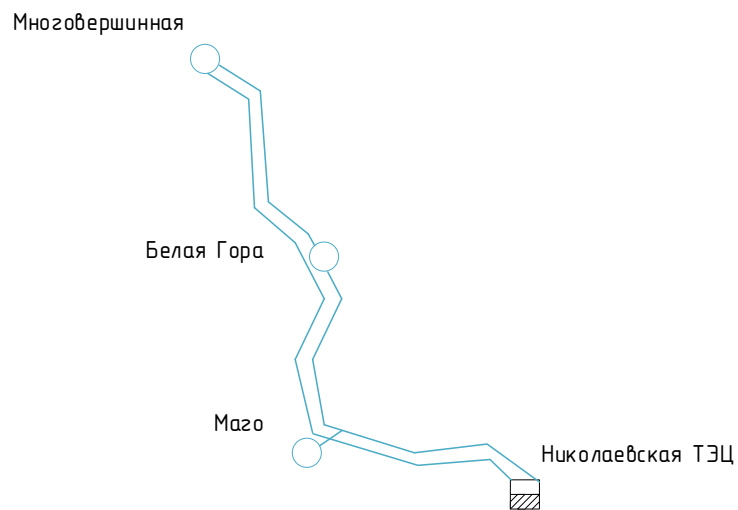


Рисунок 9 – Вариант присоединения к новой мини электростанции

Для ПС, питающей рудное месторождение подойдет схема 4Н – два блока с выключателем и неавтоматической перемычкой со стороны линии [19]. Принципиальная схема изображена на рисунке 10.

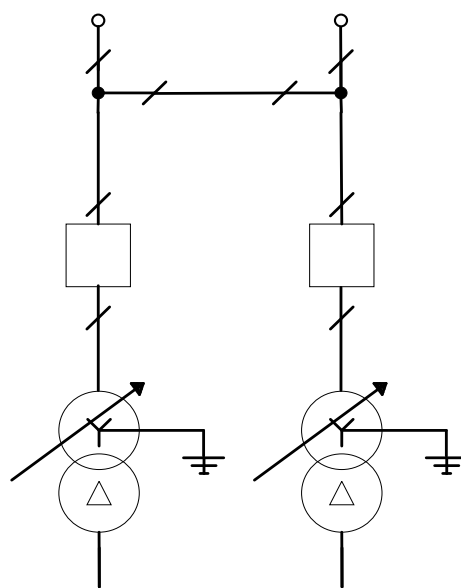


Рисунок 10 – Схема 4Н

Из четырёх разработанных вариантов необходимо выбрать два конкурентно способных, которые должны быть наиболее экономичными, обеспечивать наибольшую надёжность электроснабжения потребителей, быть гибкими в управлении.

Таблица 9 – Сопоставления вариантов проектирования.

Участок	Длина линии, км	Длина трассы, км	Количество трансформаций	Количество выключателей п выкл, шт.
Вариант 1				
Модуль отпайки – Чульбаткан	145	290	1	4
Вариант 2				
Белая Гора– Чульбаткан	163	326	1	6
Вариант 3				
НТЭЦ – Чульбаткан	165	330	1	6
Вариант 4				
Мини электростанция – Чульбаткан	0	0	1	4

В итоге, для дальнейшего анализа мы выбираем вариант №1 и №2, так как они являются более надёжными и экономичными. Вариант №3 не подходит для рассмотрения из-за наибольшей длины участка по сравнению с другими вариантами. Вариант №4 использовать не целесообразно так как сеть будет децентрализованной и в случае поломки или неисправности генераторов отсутствует запитка от другой системы электроснабжения.

Подробные однолинейные схемы электрических соединений выбранных вариантов представлены на листе графической части 1.

3.2 Выбор номинального напряжения

Проведём технический анализ выбранных вариантов конфигурации электрической сети. Главными признаками, характеризующими значения номинального напряжения, является активная мощность, протекающая по линии и протяжённость линии. По эмпирической формуле Илларионова, которая используется для классов напряжения 35 кВ и выше, можем установить численное значение номинального напряжения сети или участков сети [4]:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}}, \quad (16)$$

где l - длина участка, км;

P - поток мощности на участке, МВт.

Запишем в таблицу 10 рассчитанные выше рациональные напряжения участков сети.

Таблица 10 – Номинальные напряжения на рассмотренных участках сети.

Номер схемы	Рациональное напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ
1	83,33	110
2	83,65	110

3.3 Компенсация реактивной мощности

Транзит по воздушным линиям высокой реактивной мощности затратна из-за увеличения потерь электроэнергии. Размещения источника реактивной мощности непосредственно вблизи потребителя является более экономичным

вариантом. При этом снижения доли реактивной мощности в сети от потребителей, требуют энергоснабжающие организации.

С помощью компенсирующих аппаратов можно достичь решения этой проблемы. Средства КРМ уменьшат количество передачи реактивной мощности, потерь, увеличат управляемость режимов сети, улучшат качество электроэнергии, что даст более экономичную и надёжную работу энергосистемы.

Произведём расчёт мощности устройств КРМ ссылаясь на [12].

Найдем мощность компенсирующего устройства по формуле:

$$Q_{KV} = (tg\varphi - tg\varphi_{предельный}) \cdot Q_{max}, \quad (17)$$

где $tg\varphi_{предельный}$ - максимальное значение коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы наибольшей суточной нагрузки электрической сети. Его значение составляет 0,4 [12].

$tg\varphi$ - коэффициент мощности, рассчитываемый как:

$$tg\varphi = \frac{Q_{max}}{P_{max}}, \quad (18)$$

$$tg\varphi = \frac{17,75}{40} = 0,45$$

тогда:

$$Q_{KV} = (0,45 - 0,4) \cdot 17,75 = 0,88 \text{ МВар}$$

На секцию шин значение требуемой мощности КУ:

$$Q_{KV1c.u} = 1,1 \cdot \frac{Q_{KV}}{n_u}, \quad (19)$$

Где n_u - количество секций

$$Q_{KV1c.u} = 1,1 \cdot \frac{0,88}{2} = 0,484 \text{ МВар}$$

$$Q_{факт} = Q_{KV1c.u} \cdot n_u, \quad (20)$$

$$Q_{факт} = 0,484 \cdot 2 = 0,968 \text{ МВар}$$

Согласно рассчитанным значениям, произведём выбор мощности и числа батареи конденсаторов. Используем УКРЛ56- 10,5-450-У3. (2 шт.)

Следует найти реактивную некомпенсированную мощность с целью последующего расчета и выбора трансформаторов:

$$Q_{неск} = Q_{\max} - Q_{факт}, \quad (21)$$

$$Q_{неск} = 17,75 - 0,968 = 16,89 \text{ МВар}$$

Для ПС «Белая Гора» проведём аналогичный выбор компенсирующих устройств:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{4,87}{12,4} = 0,393$$

$$Q_{KV} = (0,393 - 0,4) \cdot 12,4 = 0,09 \text{ МВар}$$

$$Q_{KV1c.u} = 1,1 \cdot \frac{0,09}{2} = 0,049 \text{ МВар}$$

$$Q_{факт} = 0,049 \cdot 2 = 0,098 \text{ МВар}$$

$$Q_{неск} = 4,87 - 0,098 = 4,77 \text{ МВар}$$

Используем УКРЛ56- 10,5-150-У3. (1 шт.)

Выбранные устройства КРМ должны решить проблему передачи большой реактивной мощности и потери электрической энергии в проектируемой электросети.

3.4 Выбор сечений новых линий электропередачи

По методу экономических токовых интервалов произведём выбор сечения проводов. Определим максимальный ток в воздушных линиях по выражению:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{(P_{\max})^2 + (Q_{неск})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_c}, \quad (22)$$

где P_{\max} - максимальная активная мощность ПС;

$Q_{неск}$ - некомпенсированная реактивная мощность ПС была рассчитана по выражению (21);

$U_{ном}$ - номинальное напряжение линии;

n_c - количество цепей в линии.

Найдем значение максимального тока для варианта присоединения 1 и 2:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{(40)^2 + (16,89)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} \cdot 10^3 = 99,8 \text{ А}$$

Далее найдём расчетный ток на участке, в зависимости от которого, по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП

$$I_p = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (23)$$

где α_i - коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии, принимаем согласно [1];

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

$$\alpha_i = 1,05$$

$$\alpha_t = 1,06$$

$$I_p = 99,8 \cdot 1,05 \cdot 1,06 = 111,07 \text{ A}$$

По таблице 1.3.6 [1] выбираем провод марки АС-240/32 исходя из таблицы 1 сечение стального сердечника выбрано верно.

3.5 Проверка мощности силовых трансформаторов на действующих подстанциях при проектировании электрической сети для электроснабжения рудного месторождения и их замена

Произведём проверку силового трансформатора на подстанции, к которой будем рассматривать подключение проектируемого объекта, для оценки состояния сети и готовности её к присоединения нового потребителя. Для варианта проектирования номер 2 электроснабжение рудного месторождения происходит через РУ ВН подстанции «Белая Гора».

Согласно [23]: в настоящее время на ПС 110 кВ Белая Гора установлены два трансформатора 110/6 кВ 2х6,3 МВА (1985 и 1985 гг.). Загрузка ПС 110/6 кВ Белая Гора на день зимнего контрольного замера 2018 года составила 9,85 МВА. В послеаварийной схеме при отключении Т-1 (Т-2) в режимах зимнего максимума нагрузки рабочего дня загрузка трансформатора Т-2 (Т-1) ПС 110 кВ Белая Гора достигает 156%. Допустимая 56 загрузка Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Белая Гора, определённая в соответствии с Приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81, составляет 117,5%. Возможность применения схемно-режимных мероприятий (перевода нагрузок на другие центры питания) для устранения указанных перегрузок отсутствует. Необходима замена ТМ-6300/110/6 (Т-1) и ТМН-6300/110/6 (Т-2) на 2хТДТН-10000/110/6;

3.6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов для новой вводимой ПС

Так как на каждой подстанциях находятся электропотребители второй категории, то производится установка двух трансформаторов на каждой ПС.

Расчетную мощность определяем согласно формуле ниже:

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{(P_{cp})^2 + (Q_{неск})^2}}{k_{з.опт} \cdot n_{ТР}}, \quad (24)$$

где P_{cp} - средняя активная мощность;

$Q_{неск}$ - некомпенсированная реактивная мощность была найдена в выражении (21);

$n_{ТР}$ - число трансформаторов;

$k_{з.опт}$ - оптимальный коэффициент загрузки.

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{(40)^2 + (16,89)^2}}{0,7 \cdot 2} = 31,01 \text{ МВА}$$

Выбираем силовые трансформаторы имеющие мощность 40 МВА.

После принятия силового трансформатора его необходимо проверить на коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$k_{з.н.} = \frac{\sqrt{(P_{cp})^2 + (Q_{неск})^2}}{2 \cdot S_{ТР.ном}}, \quad (25)$$

$$k_{з.н.} = \frac{\sqrt{(40)^2 + (16,89)^2}}{2 \cdot 40} = 0,6$$

Проверим трансформатор на послеаварийную нагрузку. Такая проверка позволяет оценить состояние оборудования, когда вся нагрузка переносится только на один трансформатор:

$$k_{з.п.а.} = \frac{\sqrt{(P_{max})^2 + (Q_{неск})^2}}{1 \cdot S_{ТР.ном}}, \quad (26)$$

$$k_{з.п.а.} = \frac{\sqrt{(40)^2 + (16,89)^2}}{1 \cdot 40} = 1,2$$

Коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы принятой мощности силового трансформатора соответствует необходимым значениям, из этого следует установки на новой подстанции трансформатора марки ТДН - 40000/110/10.

4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Для определения наиболее выгодного варианта присоединения проектируемого объекта проведём технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети, путем оценки их сравнительной эффективности, при условии обеспечения одинаково должного уровня энергоснабжения. Используя метод статических приведённых затрат, найдём наименее затратный вариант.

Ниже произведён расчёт расчет для варианта присоединения №1

По укрупненным показателям рассчитаем капитальные вложения для выбранных конкурентноспособных схем подключения. Произведём расчёт капитальных вложений для линий электропередач и подстанций с учётом коэффициента инфляции на год выполнения работы, то есть на 2021 год ($K_{инф} = 4,9$). Экономические данные примем из [20].

Капитальные вложения на строительство электрической сети состоят из двух переменных [7]:

$K_{ПС}$ - капиталовложения на сооружение подстанций;

$K_{ВЛ}$ - капиталовложения на вооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ}, \quad (27)$$

Капиталовложения на сооружения линий электропередач суммируются из затрат на покупку опор, проводников, отвод земли находится по следующей формуле [7]:

$$K_{ВЛ} = (K_{от.з} + K_{ЛЭП}) \cdot K_{инфл} \cdot K_3, \quad (28)$$

где $K_{инфл}$ - коэффициент инфляции, который равен 4,9 [20];

K_3 - зональный коэффициент. Его значение составляет 1.4 [7].

$K_{от.з}$ - капиталовложения на отвод земли. Определим по формуле:

$$K_{от.з} = S_{от.з} \cdot l \cdot Ц + Z_n \cdot l, \quad (29)$$

где $S_{от.з}$ - площадь постоянного отвода земли для типовых пор ВЛ;

l - длина трассы, проектируемой ЛЭП;

$Ц$ - цена земли за 1 м²;

Z_n - затраты на вырубку просеки;

$K_{ЛЭП}$ - капитальные вложения на строительство ВЛЭП.

$$K_{ЛЭП} = K_0 \cdot l, \quad (30)$$

где K_0 - удельная стоимость километра линии.

В свою очередь, капитальные вложения на строительство подстанции заключаются из суммы на сооружение РУ, покупки трансформаторов, компенсирующих устройств, и на постоянные затраты (покупка земли, благоустройство территории и т.д.).

$$K_{ПС} = (K_{тр} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{пост} + K_{прос}) \cdot K_{инфл} \cdot K_3, \quad (31)$$

где $K_{тр}$ - стоимость трансформатора, в зависимости от мощности и номинального напряжения, руб.;

$K_{КУ}$ - стоимость компенсирующего устройства, руб.;

$K_{ОРУ}$ - стоимость РУ, зависящая от схемы исполнения и класса номинального напряжения, руб.;

$K_{пост}$ - постоянная часть затрат, руб.;

$K_{\text{прос}}$ - стоимость отвода земли под строительство, руб.

Рассчитаем капитальные вложения для первого варианта проектирования через модуль отпайки.

$$K_{\text{от.з}} = 70 \cdot 145 \cdot 7 + 220 \cdot 145 = 102950 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{\text{ЛЭП}} = 1687 \cdot 145 = 244615 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{\text{ВЛ}} = (102950 + 244615) \cdot 4,9 \cdot 1,4 = 2384296 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{\text{ПС}} = (8084 + 575,2 + 13160 + 10340 + 10) \cdot 4,9 \cdot 1,4 = 220681 \text{ тыс.руб.}$$

$$K = 220681 + 2384296 = 2604977 \text{ тыс.руб.}$$

По потокам эффективных мощностей, состоящих из потерь в ЛЭП, силовых трансформаторах и аппаратов КРМ, находим потери во всей рассматриваемой части сети. Расчёт производим по рассчитанным максимальны нагрузкам.

В проектируемой ЛЭП определим потери используя формулу:

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} = \frac{(P_{\text{эф}})^2 + (Q_{\text{неск}})^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{ВЛ}} \cdot T_{\text{max}}, \quad (32)$$

где $R_{\text{ВЛ}}$ - сопротивление линии принимаем из [1];

T_{max} - число часов максимума нагрузки.

Потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{мп}} = \frac{(P_{\text{эф}})^2 + (Q_{\text{неск}})^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{мп}} \cdot T_{\text{max}} \cdot \frac{1}{n} + n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot T_{\text{z}}, \quad (33)$$

где R_{mp} - сопротивление трансформатора данные из [50];

n - количество трансформаторов;

ΔP_{xx} - потери холостого хода в силовом трансформаторе [50];

T_c - число часов в году.

Потери в компенсирующих устройствах:

$$\Delta W_{KV} = \Delta W_{kv.y.l} \cdot \sum Q_{kv} \cdot T_{max}, \quad (34)$$

где Q_{kv} - удельные потери активной мощности в компенсирующих устройствах. Принимается равным - 0,003 МВт/МВар.

Просуммируем найденные потери:

$$\Delta W = \Delta W_{BL} + \Delta W_{mp} + \Delta W_{KV}, \quad (35)$$

Рассчитаем потери для 1-го варианта:

$$\Delta W_{BL} = \frac{(40)^2 + (16,89)^2}{110^2} \cdot 12 \cdot 4800 = 6888 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{mp} = \frac{(40)^2 + (16,89)^2}{110^2} \cdot 1,4 \cdot 4800 \cdot \frac{1}{2} + 2 \cdot 36 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1032,4 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{KV1} = 0,003 \cdot 2 \cdot 0,858 \cdot 4800 = 32,9 \text{ Мвар}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W_{KV2} = 0,003 \cdot 0,098 \cdot 4800 = 1,88 \text{ Мвар}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W = 6888 + 1032,4 + 32,9 + 1,88 = 7867,1 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Далее найдём эксплуатационные издержки по выражению [7]:

$$I = I_{ам} + I_{эп} + I_{\Delta W}, \quad (36)$$

где $I_{ам}$ - амортизационные издержки;

$I_{эп}$ - издержки на ремонт, эксплуатацию;

$I_{\Delta W}$ - затраты на передачу электроэнергии.

$$I_{ам} = \frac{K}{T_{ср}}, \quad (37)$$

где $T_{ср}$ - средний срок службы равным 20 лет.

$$I_{эп} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (38)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$ и $\alpha_{тэоПС}$ - нормы ежегодных отчислений на эксплуатацию, обслуживание и ремонт ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0,008$; $\alpha_{тэоПС} = 0,059$) [7].

Из величины потерь и стоимости электроэнергии состоят издержки на стоимость их потерь.

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (39)$$

где $C_{\Delta W}$ - стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, равен 2 руб/кВт·ч [20].

Для этого же варианта найдём издержки:

$$I_{ам} = \frac{2604977}{20} = 130248 \text{ тыс.руб/год.}$$

$$I_{эп} = 0,008 \cdot 2384296 + 0,059 \cdot 220681 = 32094 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{\Delta W} = 7867,1 \cdot 2 = 15734,2 \text{ тыс.руб.}$$

$$I = 130248 + 32094 + 15734,2 = 178076,2 \text{ тыс.руб.}$$

Вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты наименьшие считается более оптимальным. Определим их по формуле:

$$Z = E_n \cdot K + I, \quad (40)$$

где E_n - норма дисконтирования, принимается равным 0,1 [20].

$$Z = 0,1 \cdot 2604977 + 178076,2 = 438573,9 \text{ тыс.руб.}$$

Рассчитанные экономические показатели для конкурентноспособных вариантов для удобства сводим в таблицу 11.

Таблица 11 – Экономические показатели вариантов

№ варианта	К, тыс.руб.	И, тыс.руб.	З, тыс.руб.
1	2604977	178076,2	438573,9
2	2813665	191685	473051,5

Проведя сравнительный анализ, придём к выводу, что капиталовложения, издержки и затраты для первого варианта меньше. Поэтому дальнейший расчет будет проводиться только для варианта 1.

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Целью данного раздела является расчет трех-, двух- и однофазных ТКЗ, необходимых для выбора и проверки основного электротехнического оборудования, а также для выбора и проверки уставок РЗ.

При нарушении целостности изоляции электрических цепей возникают короткие замыкания сопровождающимся увеличением токов в задетых фазах до значений больших номинальных в несколько раз тем самым вызывает нагрев проводников приводя к повышенным потерям и пожароопасных ситуаций в сети. Именно поэтому необходимо, правильно выбирать токоведущие части и аппараты, токоограничивающие устройства и другое оборудование.

Для осуществления указанных мероприятий нужно уметь определять ток короткого замыкания в любой интересующий момент и в любой точке сети. В настоящее время расчет токов короткого замыкания чаще проводят с помощью программно-вычислительных комплексов.

5.1 Выбор программного комплекса для расчетов токов КЗ

Для расчетов токов КЗ был выбран программный комплекс RastrKZ (в составе RastrWin 3), предназначенный для вычисления токов КЗ. Он осуществляет такие функции:

- рассчитывает металлические короткие замыкания однофазные КЗ, двухфазные КЗ, трехфазные КЗ и двухфазные на землю;
- учитывает взаимоиндукцию линии;
- рассчитывает влияние размыкания линий на токи КЗ и шунты;
- учитывает мнимые коэффициенты трансформации.

Используя ПВК RastrKZ можно безошибочно найти все необходимые и более точные значения токов короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах сети.

5.2 Подготовка исходной информации

Определим параметры элементов схемы замещения в именованных единицах для дальнейшего расчёта токов КЗ.

Необходимо учитывать все синхронные генераторы.

В данной работе генераторы типа ТВФ-63-2УЗ, расположенные на Николаевской ТЭЦ. Необходимые значения для вычислений возьмём из [1].

Определим сверхпереходную ЭДС по формуле:

$$E_{\phi}'' = \sqrt{(U_{\phi 0} + I_0 \cdot x_d'' \cdot \sin \varphi_0)^2 + (I_0 \cdot x_d'' \cdot \cos \varphi_0)^2}, \quad (41)$$

где $U_{\phi 0}$ - фазное напряжение на выводах машины в момент, предшествующий КЗ (10 кВ);

I_0 - ток статора в момент, предшествующий КЗ 4,33 кА [1];

φ_0 - угол сдвига фаз напряжения и тока в момент, предшествующий КЗ (36);

x_d'' - сопротивление генератора 0,224 [1].

$$E_{\phi}'' = \sqrt{(10 + 4,33 \cdot 0,224 \cdot \sin 36)^2 + (4,33 \cdot 0,224 \cdot \cos 36)^2} = 10,6 \text{ В}$$

Для дальнейшего расчета электрической сети необходимо рассчитать активное и индуктивное сопротивления, реактивную проводимость, коэффициенты трансформации линий и трансформаторов по следующим формулам:

$$R_L = r_0 \cdot l_L, \quad (42)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление линии берём из [1];

l_L – длина линии.

$$X_L = x_0 \cdot l_L, \quad (43)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление линии принимаем из [1].

$$B_T = \frac{\Delta Q_X}{U_{BH}^2}, \quad (44)$$

где ΔQ_X – потери реактивной мощности на холостой ход из [1];

U_{BH} – номинальное напряжение на высокой стороне трансформатора.

$$k_{тр} = \frac{U_{НН}}{U_{BH}}, \quad (45)$$

где $U_{НН}$ – номинальное напряжение на низкой стороне трансформатора.

Все рассчитанные параметры для линий представим в виде таблицы 12:

Таблица 12 – Параметры линий

Участок сети	Активное сопротивление, Ом	Реактивное сопротивление, Ом	Емкостная проводимость, мкСм
НТЭЦ-отп. Маго	7,96	11,7	-107,4
отп. Маго-Маго	0,84	1,76	-11,34
отп. Маго-Б. Гора	9,2	15,9	-98,6
Б. Гора-Многоверш.	10,62	18,27	-113,05
Многоверш-НТЖЦ	30,62	52,67	-318

Отп. Чульб.- Чульбаткан	17,4	59,45	-406
----------------------------	------	-------	------

Все рассчитанные параметры для трансформаторов по формулам 16-18 представим в виде таблицы 13:

Таблица 13 – Параметры трансформаторов

Название ПС	Марка тр-ра	Активное сопротивление, Ом	Реактивное сопротивление, Ом	Реактивная проводимость, мкСм	Коэффициент трансформации
НТЭЦ	ТРДЦН-63000/110/10	0,87	22	33,8	0,09
Б. Гора	ТМН-6300/110/6	14,7	220,4	4,16	0,054
Маго	ТДЦП-16000/10	4,38	86,7	9,25	0,09
Многове рш. ВН	ТДТН-10000/110/35/6	5	142,2	9,09	1
Многове рш. СН		5			0,318
Многове рш. НН		5	82,7		0,054

Ниже на рисунке 11 приведена расчётная схема сети с указанием точек КЗ, составленная в программно-вычислительном комплексе RastrWin 3

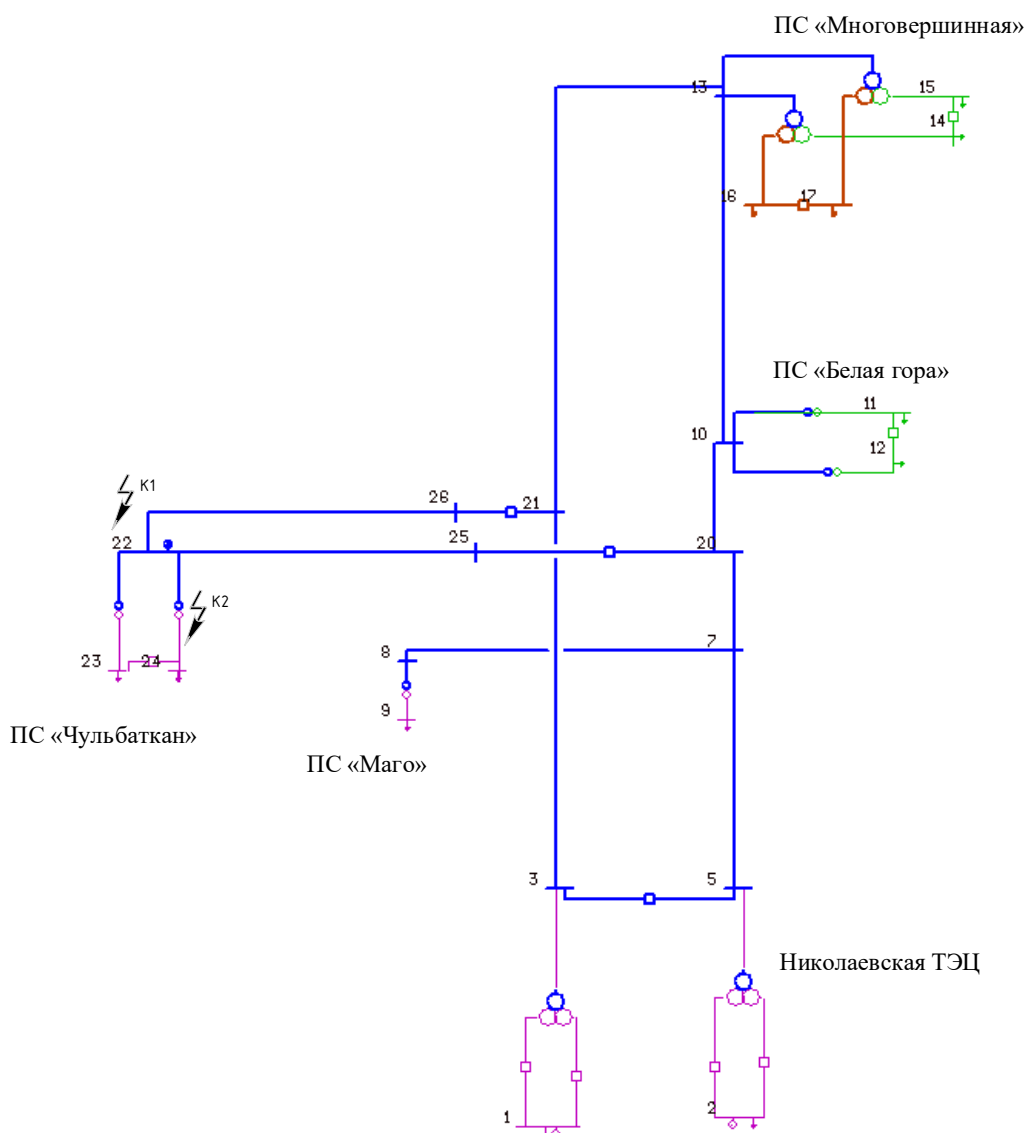


Рисунок 11 – Расчётная схема сети в ПВК RastrWin 3

5.3 Расчет токов КЗ

Дальнейший выбор и проверку оборудования проводим на шинах, где и находим значения токов коротких замыканий. В данной работе такими точками являются:

K1 – шины 110 кВ на проектируемом объекте Чульбаткан (узел 22);

K2 – шины 10 кВ на проектируемом объекте Чульбаткан (узел 23);

Также определим ударный ток, который служит для проверки электрооборудования на электродинамическую стойкость, используя формулу:

$$i_{ydi} = \sqrt{2} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,02}{T_a}}\right), \quad (46)$$

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, для номинального напряжения 110 кВ $T_a = 0,025$, 10 кВ $T_a = 0,01$ [25].

Определим ударный ток для точки К1.

$$i_{ydi} = \sqrt{2} \cdot 1,829 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,02}{0,025}}\right) = 8,31 \text{ кА}$$

Проверить выбранное оборудования на термическую стойкость позволит определение значения теплового импульса по формуле:

$$B_k = (I_{П0}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (47)$$

где $t_{откл}$ - время отключения выключателя согласно [17]:

$$t_{откл} = t_{P3} + t_{OB}, \quad (48)$$

где t_{P3} - время действия релейной защиты (2 с);

t_{OB} - время отключения выключателя (0,05 с).

$$t_{откл} = 2 + 0,05 = 2,05 \text{ с}$$

Для точки К1 тепловой импульс равен:

$$B_k = (1,829)^2 \cdot (2,05 + 0,025) = 6,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Определим значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ по формуле:

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot I_{IIO} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (49)$$

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 1,829 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,025}} = 1,738 \text{ кА}$$

Значения токов КЗ, рассчитанные с помощью ПВК RastrKZ сведены в таблицу 14.

Таблица 14 - Результаты расчетов токов КЗ

Точка	$I_{IIO}^{(1)}$, кА	$I_{IIO}^{(2)}$, кА	$I_{IIO}^{(3)}$, кА	i_{yoi} , кА	i_{ar} , кА	B_k , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
К1 (110кВ)	0,991	1,238	1,829	8,31	1,738	6,94
К2 (10кВ)	-	3,342	5,279	10,83	2,76	57,82

Производим выбор и проверку электротехнического оборудования, комплексов релейной защиты по значениям, представленных в таблице выше.

6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ НОВОЙ ПС

6.1 Разработка оптимального варианта однолинейной электрической схемы подстанции и ее конструктивное исполнение

Структурная схема ПС на рудном месторождении показана на рисунке 12.

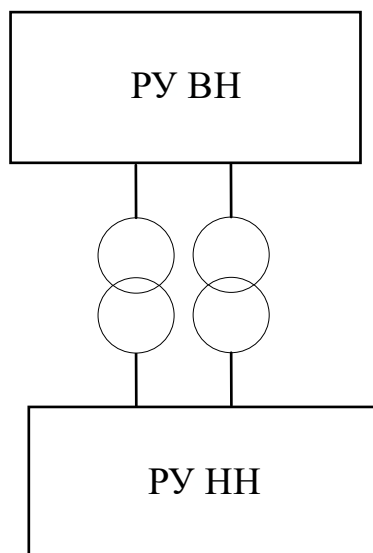


Рисунок 12 – Структурная схема ПС для подключения рудного месторождения.

При проектировании электрической части подстанции, выбор главной схемы является значительным фактором, так как этим определяется количество элементов на РУ и их связей между собой.

На стороне ВН 110 кВ, ранее в п.3.1 была выбрана схема РУ номер 4Н – два блока с выключателем и неавтоматической переключкой со стороны линии.

На стороне НН 10 кВ выбрана схема РУ одна рабочая секционированная выключателем система шин.

Однолинейная схема подстанции представлена на рисунке 13.

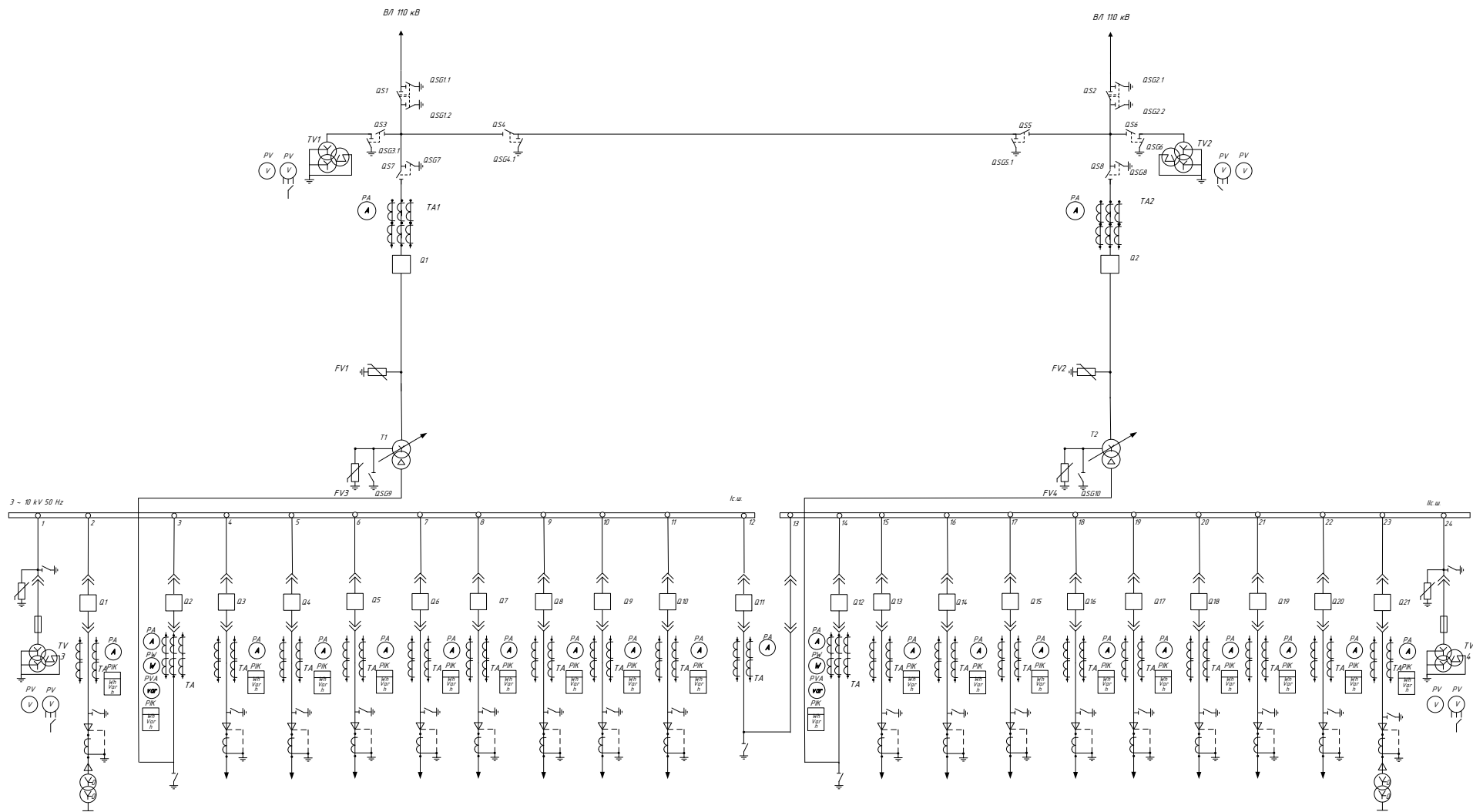


Рисунок 13 – однолинейная схема ПС «Чульбаткан» 110/10 кВ.

Более подробная однолинейная схема проектируемой ПС «Чульбаткан» представлена на листе графической части 3.

В следствии проектирования объекта за пределами населённой местности РУ ВН выполним открытого типа. Это даст нам возможность размещения электрических устройств больших габаритов. Так же строительство открытого распределительного устройства (ОРУ) более экономично так как нет необходимость в установке помещения.

Распределительное устройство 10 кВ выполним по типу комплектные распределительные устройства серии КРУ К-63 (с нижним расположением выкатного элемента) предназначенные для работы в электрических установках трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц напряжением 6 и 10 кВ. Располагаться выбранный КРУ будет в общеподстанционном пункте управления. Здание ОПУ может быть использовано блочно-модульного типа, каркасного или располагаться в оболочке контейнера.

6.2 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН

Проведём выбор и проверку гибких шин соединяющие электрооборудование на проектируемой ОРУ 110 кВ.

Гибкие шины крепятся на подвесные изоляторы. В данной работе была выбрана гирлянда, состоящая из 8 изоляторов марки ПС70Е. Расстояние между фазами при напряжении 110 кВ принимается равным 3 м [4] в следствии чего силы взаимодействия между фазами достаточно малы, проверку не электродинамическую стойкость можно не проводить.

Производим выбор по следующим параметрам:

- по длительно допустимому току.

$$I_{доп} \geq I_{раб.утяж}, \quad (50)$$

где $I_{раб.утяж}$ - расчетный ток утяжеленного режима для электроустановки;

$I_{доп}$ - допустимый ток для шины конкретного сечения.

$$I_{\text{раб. утяж}} = 1,4 \cdot I_{\text{max}}, \quad (51)$$

где I_{max} - максимальный суммарный ток трансформатора, который проходит через один выключатель.

$$I_{\text{max}} = \frac{0,7 \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (52)$$

$$I_{\text{max}} = \frac{0,7 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,147 \text{ кА}$$

- По термической стойкости

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (53)$$

где q_{min} - минимальное значение сечения провода;

C - коэффициент, принимаемый для алюминиевых шин и кабелей равным 91.

На стороне ВН выбираю гибкую шину марки АС-150/24. Для него допустимый ток составляет 450 А, а радиус провода 0,855 см [1]. Расстояние между фазами 300 см.

Проверим выбранное сечение гибкой шины на термическую стойкость. Осуществляется за счёт нахождения температуры нагрева шин через токи КЗ и сравнения этих температур с кратковременно допустимыми значениями.

$$Q_{\text{к. расч}} \leq Q_{\text{к. доп}}, \quad (54)$$

Допустимая температура нагрева для различных проводников:

– голые алюминиевые $Q_{к.доп} = 200^\circ C$ [9].

Необходимо проверить выбранные гибкие шины на условие короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (55)$$

где E_0 - максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование;

E - напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{ПП}}}\right), \quad (56)$$

где m - коэффициент, который учитывает шероховатость поверхности провода (0,82);

$r_{ПП}$ - радиус провода.

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{НОМ}}{r_{ПП} \cdot \lg \frac{1,26 \cdot D_{cp}}{r_{ПП}}}, \quad (57)$$

где D_{cp} - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

При горизонтальном расположении фаз расстояние между ними найдём по выражению:

$$D_{cp} = \sqrt[3]{2} \cdot D, \quad (58)$$

где D - расстояние между соседними фазами.

Проведём проверку сечения в утяжеленном режиме:

$$I_{\text{раб. утяж}} = 1,4 \cdot 147 = 205,8 \text{ А}$$

$$205,8 \leq 450$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,855}}\right) = 32,88 \text{ кВ/см}$$

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{2} \cdot 300 = 378 \text{ см}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,855 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 378}{0,855}} = 17,23 \text{ кВ/см}$$

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 17,23 = 18,43 \text{ кВ/см}$$

$$0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 32,88 = 19,72 \text{ кВ/см}$$

$$18,43 \leq 19,72$$

По условиям возникновения коронного разряда и условию нагрева выбранный провод может эксплуатироваться на проектируемом объекте.

6.3 Выбор и проверка выключателей РУ ВН

Коммутационный аппарат служащий для оперативных переключений в нормальных или аварийных режимах называется высоковольтный выключатель. Существуют различные типы этих приборов по типу изоляции, и конструктивному исполнению. Так как климатические условия, рассматриваемого района показанные в таблице 1 показывают большой

температурный минимум, то на проектируемой подстанции используем выключатели бакового типа с элегазовой изоляцией.

Принимаем к установке выключатель типа ВЭБ-110-40/2500 УХЛ1 (управляемым пружинным приводом типа ППрК.).

Проведём выбор коммутационных устройств по:

– Проверку по напряжению установки производят по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (59)$$

– Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (60)$$

Проверяем по отключающей способности:

$$I_{п0} \leq I_{откл.ном}, \quad (61)$$

Ток для выбора выключателя необходимо брать в утяжелённом режиме работы, так как всегда имеется возможность ремонтного режима с выводом одного силового трансформатора из работы. Его значение было найдено в пункте выше по выражению (51).

Значение допускаемой апериодической составляющей в отключенном токе найдем по формуле:

$$i_{аНОМ} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (62)$$

Где β_n - значение номинального относительного содержания аperiodической составляющей в отключенном токе. Для выбранного выключателя это значение составляет 40.

$$i_{aНОМ} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,63 \text{ кА}$$

Выключатель проверяется и на термическую стойкость:

$$B_k \leq B_{k.с} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (63)$$

где $I_{тер}$ - ток термической стойкости 40 кА [25];

$t_{тер}$ - время протекания тока термической стойкости 3 с.

$$B_{k.с} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

В таблице 15 представлены результаты сравнения расчетных и каталожных данных выключателя ВЭБ-110-40/2500 УХЛ1 (управляемым пружинным приводом типа ППрК.). Выключатель взят на номинальный ток больше необходимого так как на меньший не существует в каталожном выборе.

Таблица 15 – Результаты сравнения расчетных и каталожных данных выключателя.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_H=110 \text{ кВ}$	$U_p=110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H=2500 \text{ А}$	$I_{р.утяж}=205,8 \text{ А}$	$I_{р.утяж} \leq I_H$
$I_{пр.скв}=102 \text{ кА}$	$I_{уд}=8,31 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$B_k=4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k=6,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{вкл}=40 \text{ кА}$	$I_{по}=1,83 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$

$I_{откл}=40 \text{ кА}$	$I_{по}=1,83 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$
$I_{а.ном}=22,627 \text{ кА}$	$I_{ат}=1,74 \text{ кА}$	$I_{ат} \leq i_{а.ном}$

Так как расчётные данные меньше, чем представленные в каталоге, то выбранный выключатель удовлетворяет условиям проверки и может эксплуатироваться на проектируемом объекте.

6.4 Выбор и проверка разъединителей РУ ВН

В целях получения видимого разрыва цепи, на распределительных устройствах устанавливаются высоковольтные разъединители.

Для данных устройств выбор и проверка выполняется так же, как и для выключателей, в утяжелённом режиме работы, за исключением проверки на отключающую способность.

Рассмотрим выбор разъединителя со стороны линии марки РНДЗ-2-110/1000 УХЛ1 (эксплуатируется привод рычажной наружной установки). Выбираем по номинальному току в нормальном режиме Полюс разъединителя выполнен в виде двухколонкового устройства с разворотом главных ножей в горизонтальной плоскости и состоит из цоколя, изоляционных колонок, токоведущей системы и заземляющего устройства. Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 16.

Таблица 16 – Сравнение каталожных данных и расчетных.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_{н}=110 \text{ кВ}$	$U_{р}=110 \text{ кВ}$	$U_{р} \leq U_{н}$
$I_{н}=1000 \text{ А}$	$I_{н.мах}=147 \text{ А}$	$I_{р.утяж} \leq I_{н}$
$I_{дин}=40 \text{ кА}$	$I_{уд}=8,31 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
Главные ножи		
$V_{кн}=2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{кр}=6,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{кр} \leq V_{кн}$
Заземляющие ножи		
$V_{кн}=992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{кр}=6,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{кр} \leq V_{кн}$

Сравнивая каталожные значения с рассчитанными, делаем вывод, что данный разъединитель может быть установлен на проектируемом объекте.

Разъединители со стороны ремонтной перемычки выбираем по утяжелённому току. Его значение было найдено в п.6.2 по формуле (51). Примем к установке тип разъединителя РНДЗ-110/1000 УХЛ1 (привод рычажной наружной установки) и сравним данные ниже в таблице.

Таблица 17 - Сравнение каталожных данных и расчетных.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условие выбора
$U_H=110$ кВ	$U_p=110$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H=1000$ А	$I_{p.утяж}=205,8$ А	$I_{H,max} \leq I_H$
$I_{дин}=40$ кА	$I_{уд}=8,31$ кА	$I_{уд} \leq i_{скв}$
Главные ножи		
$B_{кн}=2976$ кА ² ·с	$B_{кр}=6,94$ кА ² ·с	$B_{кр} \leq B_{кн}$

Данный разъединитель подходит по всем параметрам, поэтому мы можем принять его к установке.

6.5 Выбор и проверка трансформаторов тока РУ ВН

Для подключения измерительных приборов, средств РЗА используют трансформаторы тока. Выбор происходит в соответствии с классом напряжения, максимальным рабочим током, конструкции и классу точности. Выберем встроенный в выключатель ТТ: ТВГ-110-500/5 УХЛ2. Трансформатор тока проверяем по термической и динамической стойкости и вторичной нагрузки.

– Проверку по напряжению проводим по следующему условию:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

– Проверку на длительный ток производят по следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{1\text{ном}}$$

где $I_{1\text{ном}}$ - номинальный ток первичной цепи ТТ.

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$$

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (64)$$

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{ном}}$ - номинальная нагрузка ТТ в выбранном классе точности.

Из условия, что индуктивное сопротивление токовых цепей незначительно, то можно принять:

$$Z_{2\text{ном}} \approx r_{2\text{доп}}$$

$$r_{2\text{доп}} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}, \quad (65)$$

где $r_{\text{приб}}$ - активное сопротивление всех приборов;

$r_{\text{пров}}$ - активное сопротивление соединительных проводов;

$r_{\text{конт}}$ - активное сопротивление контактов.

Сопротивление контактов считается равным 0,05 Ом если количество приборов не превышает трёх и 0,1 Ом если количество приборов больше трёх [17].

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (66)$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность потребления подключённых приборов к вторичной цепи ТТ;

$I_{2\text{ном}}$ - вторичный номинальный ток приборов.

Выбор необходимо делать для утяжелённого режима, когда работает только один трансформатор тока. Значение тока в данном режиме работы было найдено выше в п.6.2.

Так как проектируемая подстанция является тупиковой ответвительного типа, учёт электроэнергии проводим только на шинах низкого напряжения, а на ВН устанавливаем трансформатор тока из приборов включённым в него амперметром.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка ТТ

Прибор	Тип	Количество	Нагрузка, ВА, по фазам		
			А	В	С
Амперметр	РА194I-2К4Т	1	0,5	0,5	0,5
ИТОГО		1	0,5	0,5	0,5

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}$$

Длину проводника примем 10 м. Тогда сопротивление провода:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,017 \cdot 10}{4} = 0,042 \text{ Ом}$$

Вторичная нагрузка ТТ:

$$r_{200n} = 0,02 + 0,042 + 0,1 = 0,162 \text{ Ом}$$

Произведем сравнение каталожных и расчётных данных в таблице 19.

Таблица 19 – Сравнение параметров ТТ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ВН} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ВН} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 500 \text{ А}$	$I_{р.утяжВН} = 205,8 \text{ А}$	$I_{р.утяжВН} \leq I_{НОМ}$
$Z_{НОМ} = 10 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,162 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$
$I_{д.с.} = 40 \text{ кА}$	$i_{удВН} = 8,31 \text{ кА}$	$I_{удВН} \leq I_{д.с.}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 6,94 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Данный ТТ подходит по всем параметрам, поэтому мы может принять его к установке.

6.6 Выбор комплектного распределительного устройства

На шины НН 10 кВ выбираем комплектное распределительное устройство, проверка происходит аналогично выключателю за исключением включающей/отключающей способности. К установки принимаем комплектное распределительное устройство серии К – 63 сравнивая значения делаю вывод что данный КРУ проверку проходит. Это устройство соответствует требованиям ГОСТ 14693-90.

Комплектное распределительное устройство серии К-63 представляет собой жесткий металлический корпус, внутри которого размещается всё оборудование. Для безопасного обслуживания и локализации происшествий корпус разделен на отсеки металлическими стенками и автоматически закрывающимися шторками. Выключатель высоковольтный с приводом установлен на выкатном элементе (тележке). В верхней и нижней частях тележки расположены подвижные разъединяющие контакты, которые при

вкатывании тележки в КРУ замыкаются с шинным (верхним) и линейным (нижним) неподвижными контактами. Основные характеристики шкафов КРУ представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Характеристики шкафа КРУ серии К-63.

Параметры	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток главных цепей, А	1600
Номинальный ток сборных шин, А	3150
Габариты шкафа (Ширина/глубина/высота), мм	750/1365/2270
Масса транспортного блока из пяти ячеек, кг	4700

6.7 Выбор и проверка выключателей РУ НН

Выберем и проверим выключатель на низком напряжении аналогично высокому, для утяжелённого режима работы. Выбираем вводной выключатель типа ВБЭ-10-40/3150 УХЛ1 (электромагнитный привод).

Рабочий утяжелённый ток находим по выражению:

$$I_{p.утяж} = \frac{1,4 \cdot S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (67)$$

$$I_{p.утяж} = \frac{1,4 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3,078 \text{ кА}$$

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,62 \text{ кА}$$

$$B_{к.в} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Каталожные и расчетные данные выключателя представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Каталожные и расчетные данные ВБЭ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H=10$ кВ	$U_p=10$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H=3150$ А	$I_{p.утяж}=3078$ А	$I_{p.утяж} \leq I_H$
$I_{пр.скв}=22,62$ кА	$I_{уд}=10,83$ кА	$I_{уд} \leq I_{пр.скв}$
$V_k=4800$ кА ² с	$V_k=57,82$ кА ² с	$V_{кр} \leq V_{кн}$
$I_{вкл}=40$ кА	$I_{по}=5,279$ кА	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл}=40$ кА	$I_{по}=5,279$ кА	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$

Выключатель марки ВБЭ-10-40/2500 УХЛ2 (электромагнитный привод) выберем в качестве секционного. Ток протекания соответствует току в нормальном режиме и находится по формуле (52).

Проведём проверку выбранного выключателя.

$$I_{н.мах} = \frac{0,7 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,617 \text{ кА}$$

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,62 \text{ кА}$$

$$V_{к.в} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Каталожные и расчетные данные выключателя представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Каталожные и расчетные данные ВБЭ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H=10$ кВ	$U_p=10$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H=2500$ А	$I_{p.утяж}=1617$ А	$I_{p.утяж} \leq I_H$
$I_{пр.скв}=22,62$ кА	$I_{уд}=10,83$ кА	$I_{уд} \leq I_{пр.скв}$
$V_k=4800$ кА ² с	$V_k=57,82$ кА ² с	$V_{кр} \leq V_{кн}$
$I_{вкл}=40$ кА	$I_{по}=5,279$ кА	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл}=40$ кА	$I_{по}=5,279$ кА	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$

Проверка показывает, что выключатель ВБЭ может быть использован в качестве секционного.

Выключатель ВБЭ-10-31,5/630 УХЛ2 (электромагнитный привод) используем со стороны линии. Так как отходящих присоединений от одной секции шин равно восьми, то ток протекания равен току в нормальном режиме делённым на количество этих отходящих линий.

Проведём проверку выбранного выключателя.

$$I_{н.макс} = \frac{0,7 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 8} = 0,275 \text{ кА}$$

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,62 \text{ кА}$$

$$B_{к.в} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Каталожные и расчетные данные выключателя представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Каталожные и расчетные данные ВБЭ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
U _н =10 кВ	U _р =10 кВ	U _р ≤ U _н
I _н =630 А	I _{р.утяж} =275 А	I _{р.утяж} ≤ I _н
I _{пр.скв} =22,62 кА	I _{уд} =10,83 кА	I _{уд} ≤ I _{пр.скв}
B _к =4800 кА ² с	B _к =57,82 кА ² с	B _{кр} ≤ B _{кн}
I _{вкл} =31,5 кА	I _{по} =5,279 кА	I _{по} ≤ I _{вкл}
I _{откл} =40 кА	I _{по} =5,279 кА	I _{по} ≤ I _{откл.ном}

По условиям проверки выбранные марки вводного, секционного и линейных выключателей могут эксплуатироваться в КРУ 10 кВ на проектируемом объекте.

6.8 Выбор и проверка трансформаторов тока РУ НН

На стороне 10 кВ в цепях вводного выключателя предусматривается устанавливать амперметр, ваттметр, варметр и счетчики.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка ТТ

Прибор	Тип	Количество	Нагрузка, ВА, по фазам		
			А	В	С
Амперметр	РА194І-2К4Т	1	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	PS194P-2K1T	1	0,5	0,5	0,5
Варметр	PS194Q-2K1T	1	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ 4ТМ	1	0,1	0,1	0,1
ИТОГО		4	1,6	1,6	1,6

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,6}{5^2} = 0,064 \text{ Ом}$$

Длину проводника принимаем равной 10 м. Тогда сопротивление провода:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,017 \cdot 10}{4} = 0,04 \text{ Ом}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$r_{2\text{дон}} = 0,064 + 0,04 + 0,1 = 0,204 \text{ Ом}$$

Ток протекания равен току в утяжеленном режиме, который был найден по выражению (67) при выборе вводного выключателя. Принимаем трансформатор тока марки ТШЛ-СЭЦ-10-4000/5 УХЛ2. Все сравнительные параметры в таблице 25.

Таблица 25 – Сравнение параметров ТТ и расчетных значений

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НН} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НН} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 4000 \text{ А}$	$I_{р.утяжНН} = 3078 \text{ А}$	$I_{р.утяжНН} \leq I_{НОМ}$
$Z_{НОМ} = 2,4 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,204 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$
$I_{д.с.} = 102 \text{ кА}$	$i_{удНН} = 10,83 \text{ кА}$	$I_{удВН} \leq I_{д.с.}$
$I^2_{Т} \cdot t_{Т} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{К} = 57,82 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{К} \leq I^2_{Т} \cdot t_{Т}$

По результатам проверки ТТ выбран верно.

Со стороны секционного выключателя также необходимо определить какой ТТ будет использоваться. Ток протекания для выбора равен номинальному. При выборе секционного выключателя этот ток уже был найден. Вторичная нагрузка указана в таблице 26.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформатора тока со стороны секционного выключателя.

Прибор	Тип	Количество	Нагрузка, ВА, по фазам		
			А	В	С
Амперметр	РА194І-2К4Т	1	1	1	1
ИТОГО		1	1	1	1

Сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом}$$

Длину проводника примем 10 м. Сопротивление провода:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,017 \cdot 10}{4} = 0,04 \text{ Ом}$$

Вторичная нагрузка ТТ:

$$r_{2\text{дон}} = 0,04 + 0,04 + 0,05 = 0,13 \text{ Ом}$$

Принимаем трансформатор тока марки ТОЛ-10/2500/5 УХЛ2 в классе точности 0,5. Сравнительные параметры в таблице 27.

Таблица 27 – Сравнение параметров ТТ и расчетных значений

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НН}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НН}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{р.утяжНН}} = 1617 \text{ А}$	$I_{\text{р.утяжНН}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$Z_{\text{НОМ}} = 2,4 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,13 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{\text{НОМ}}$
$i_{\text{д.с.}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{удНН}} = 10,83 \text{ кА}$	$i_{\text{удНН}} \leq i_{\text{д.с.}}$
$I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{\text{К}} = 57,82 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{\text{К}} \leq I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}}$

Со стороны линейного выключателя будем использовать трансформатор тока марки ТОЛ-10/500 УХЛ2.

Найдём ток для каждой отходящей линии

$$I_{\text{н.мак}} = \frac{0,7 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 8} = 0,275 \text{ кА}$$

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформатора тока со стороны линейного выключателя для одной секции шин.

Прибор	Тип	Количество	Нагрузка, ВА, по фазам		
			А	В	С
Амперметр	РА194I-2К4Т	1	1	1	1
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ 4ТМ	1	5	5	5
ИТОГО		2	6	6	6

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{6}{5^2} = 0,24 \text{ Ом}$$

Длину проводника примем 10 м. Сопротивление провода:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,017 \cdot 10}{4} = 0,04 \text{ Ом}$$

Вторичная нагрузка ТТ:

$$r_{2\text{дон}} = 0,24 + 0,04 + 0,05 = 0,32 \text{ Ом}$$

Сравнительные параметры выбранного трансформатора тока представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Сравнение параметров ТТ и расчетных значений

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НН}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НН}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 500 \text{ А}$	$I_{\text{р.утяжНН}} = 275 \text{ А}$	$I_{\text{р.утяжНН}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$Z_{\text{НОМ}} = 2,4 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,32 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{\text{НОМ}}$

$i_{д.с.} = 102 \text{ кА}$	$i_{уднн} = 10,83 \text{ кА}$	$i_{уднн} \leq I_{д.с.}$
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 57,82 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

По результатам проверки видно, что ТТ выбран верно.

На всех присоединениях, выбранные трансформаторы тока соответствуют всем условиям выбора и проверки, а значит могут эффективно использоваться.

6.9 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения – это электротехническое устройство, разновидность трансформатора, служащий для понижения напряжения с целью питания вторичного оборудования – электроизмерительные приборы и устройства защиты и автоматики. По принципу выполнения такой трансформатор ничем не отличается от обычного понижающего трансформатора – его первичная обмотка рассчитана на номинальное напряжение электроустановки, а вторичная на гораздо меньшее напряжение – обычно 100 вольт.

Также ТН применяются и в низковольтных установках с целью гальванической развязки измерительного прибора от сети.

В секции шин НН трансформатор напряжения будет подключаться через предохранитель типа ПКН 001-10 У1.

Трансформаторы напряжения выбираются исходя из следующих условий:

- напряжение установки;
- конструкция и схема соединения;
- класс точности;
- вторичная нагрузка.

При выборе трансформаторов напряжения должно выполняться условие:

$$S_{\Sigma 2} \leq S_{НОМ}, \quad (68)$$

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

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

В таблице 30, 31 приведены количество и мощность приборов.

Таблица 30 – Вторичная нагрузка ТН на ВН.

Прибор	Тип	Количество	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	PZ194U-2K4T	1	12,5
ИТОГО		1	12,5

На стороне-110 кВ устанавливаем НАМИ-110 УХЛ1. Проверка приведена в таблице 31.

Таблица 31 – Проверка ТН НАМИ-110 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110$ кВ	$U_{УСТ} = 110$ кВ	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$S_{НОМ} = 500$ ВА	$S_{\Sigma 2} = 12,5$ ВА	$S_{\Sigma 2} \leq S_{НОМ}$

Проверка показывает, что выбранный ТН подходит для установки на ВН.

Таблица 32 – Вторичная нагрузка ТН в КРУ.

Прибор	Тип	Количество	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	PZ194U-2K4T	2	12,5
Ваттметр	PS194P-2K1T	2	1,5
Варметр	PS194Q-2K1T	2	1,5
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ 4ТМ	10	3,6
ИТОГО		16	67

Для КРУ-10 кВ устанавливаем а НАЛИ-10-2 У2. Проверка приведена в таблице 33.

Таблица 33 – Проверка ТН НАЛИ-10-2 У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$S_{НОМ} = 90 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma 2} = 67 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma 2} \leq S_{НОМ}$

Проверка показывает, что выбранный ТН подходит для установки в КРУ-10 кВ.

6.10 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов [7].

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции. Требуемая мощность трансформатора собственных нужд таблица 34.

Таблица 34 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Потребитель	Нагрузка на ТСН, кВт
Отопление и вентиляция КРУ	26
Освещение КРУ	3
Освещение ОРУ	4
Обогрев шкафов КРУ	16
Аппаратура связи	1,2
Охлаждение трансформаторов	20,6
Обогрев выключателей	10
Обогрев приводов выключателей	3,3
Отопление ОПУ	46
Освещение и вентиляция ОПУ	28
Всего	158,1

Мощность трансформатора собственных нужд найдем по формуле:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sum P_{тсн}, \quad (69)$$

где k_c - коэффициент спроса, который учитывает коэффициенты одновременности и загрузки трансформатора (0,7);

$\sum P_{тсн}$ - суммарная нагрузка собственных нужд ПС.

$$S_{расч} = 0,7 \cdot 158,1 = 110,67 \text{ кВА}$$

Выберем к установке ТСН марки ТЛС-250/10. Их подключают через воздушный вывод ячейки, где установлены ТН.

Подробный план и разрез проектируемой ПС «Чульбаткан» представлен на листе графической части 4.

7 МОЛНИЕЗАЩИТА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Молниезащита линий электропередач имеет большое значение для устойчивой работы всей системы электроснабжения. Поэтому меры и мероприятия по обслуживанию должного уровня молниезащиты должны отвечать руководству по защите электрических сетей 6-1150 кВ от перенапряжений и требованиям ПУЭ.

Каждая линия электропередач является потенциальной мишенью для удара молнии. В среднем за сезон на каждые 30 километров ЛЭП приходится один удар молнии, вызывающей перегрузку энергетического оборудования, его преждевременный износ и выход из строя.

Также с повышением класса напряжения линии, как правило, увеличиваются ее длина, высота опор, а следовательно, и вероятность поражения линии молнией. Поэтому на линиях электропередачи высших классов напряжения принято подвешивать грозозащитные тросы, уменьшающие вероятность поражения фазных проводов линии молнией.

Экономические потери от ударов молнии намного превышают затраты, которые требует молниезащита воздушных линий электропередачи. Поэтому в данной работе проверим защиту линий от воздействия атмосферных перенапряжений и сравним полученные результаты с нормами, установленными в ПУЭ.

Грозоупорность линии – это характеристика устойчивости линий электропередач к грозовым перенапряжениям. Увидеть и оценить такую устойчивость можно, рассчитав число грозовых отключений линии.

Для своей линии ПС Чульбаткан – Модуль отпайки напряжением 110 кВ выбираем стальную промежуточную двухцепную опору П 110-2В. Расстояния необходимые для расчёта принимаем из [17].

Далее выбираем грозозащитный трос марки С-50.

В связи с тем, что стержневые фарфоровые изоляторы имеют сравнительно не высокую механическую прочность, а также подвержены возможности полного разрушения с падением на землю, принимаем к установке гирлянду из тарельчатых изоляторов марки ПС70Е.

Число изоляторов в гирлянде принимаем согласно [14]:

$$n_{из} = 8$$

Высота одного изолятора составляет:

$$H_{из} = 0,127 \text{ м}$$

Длина пути тока утечки:

$$L_y = 2,42 \text{ м}$$

Длина разрядного пути составит:

$$L_{разряд} = n_{из} \cdot H_{из} = 1,02 \text{ м}$$

7.1 Удар молнии в опору

Коэффициент перехода импульсного перекрытия в дугу тока промышленной частоты находим по формуле:

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{U_{дл.доп}}{L_{разряд}} - 6 \right) \cdot 10^{-2}, \quad (70)$$

Где $U_{дл.доп}$ – наибольшее длительно допустимое рабочее напряжения, для напряжения 110 кВ равняется 126 кВ.

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{126}{1,02} - 6 \right) \cdot 10^{-2} = 1,07$$

Так как получили значение более 0,9 принимаем $\eta = 0,9$

50% - разрядное напряжение линейной изоляции:

$$U_{50\%} = 340 \cdot k_{кон} \cdot k_E \cdot L_{разряд} \cdot \left(1 + \frac{15}{t + 9.5} \right), \quad (71)$$

где $k_{кон}$ - коэффициент, учитывающий разницу в конструкции изоляторов. По таблице 14.1 [17] он равен 1;

k_E - коэффициент, учитывающий снижение разрядного напряжения с увеличением длины гирлянды. Его значение составляет 1 по таблице 14.1 [17];

t - время перекрытия изоляции (10 мкс).

$$U_{50\%} = 340 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,02 \cdot \left(1 + \frac{15}{10 + 9.5} \right) = 766,961 \text{ кВ}$$

Критический ток молнии найдём по формуле:

$$I_{кр} = \frac{U_{50\%}}{R_з + \delta \cdot h_{он}}, \quad (72)$$

Где $R_з$ - импульсное сопротивление заземлителя. И так, как сопротивление грунта суглинки (Таблица 1) больше 100 Ом·м, следовательно сопротивление заземляющего устройства составляет 15 Ом·м (табл. 4.2.8 ПУЭ);

δ - коэффициент, связывающий индуктивность пораженной опоры с импульсным сопротивлением заземлителя соседних опор и высотой опоры. Для линии с одним тросом этот коэффициент равен 0,3 [17];

Высота опоры (стальная, двухцепная, башенного типа) $h_{on} = 31$ м. (рисунок П23.2 [17]).

$$I_{кр} = \frac{766,961}{15 + 0,3 \cdot 31} = 31,56 \text{ кА}$$

Вероятность перекрытия линейной изоляции:

$$P_{on} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}}, \quad (73)$$

$$P_{on} = e^{-0,04 \cdot 31,56} = 0,283$$

Определим среднюю высоту подвеса троса:

$$h_{ср.тр} = h_{тр} - \frac{2}{3} \cdot (h_{тр} - h_{Г} - h_{тр.пр}), \quad (74)$$

где $h_{тр}$ - высота, на которой подвешен трос - 31 м (рисунок П23.2 [17]);

$h_{Г}$ - наименьшее допустимое расстояние от провода до земли в середине пролёта 6 м. Определяется по (таблица 13.1 [17]);

$h_{тр.пр}$ - расстояние между верхним проводом и молниезащитным тросом.

$$h_{тр.пр} = 4 + 0,015 \cdot (L_{прол} - 200), \quad (75)$$

где $L_{прол}$ - длина пролёта 300 м (таблица 8.1 [17]).

$$h_{mp.mp} = 4 + 0,015 \cdot (300 - 200) = 5,5 \text{ м}$$

$$h_{cp.mp} = 31 - \frac{2}{3} \cdot (31 - 6 - 5,5) = 18 \text{ м}$$

Плотность разрядов молнии на землю:

$$\rho_0 = 0,05 \cdot N_{z.ч}, \quad (76)$$

Где $N_{z.ч}$ - число грозových часов 40 (таблица 1).

$$\rho_0 = 0,05 \cdot 40 = 2$$

Общее число ударов молнии на 100 км длины линии:

$$N = 0,2 \cdot \rho_0 \cdot \left(\frac{d_{mp.mp}}{2} + 5 \cdot h_{cp.mp} - \frac{2 \cdot h_{cp.mp}^2}{30} \right), \quad (77)$$

Где $d_{mp.mp}$ - расстояние между системой «трос-трос». Принимается равным 0, так как установлен один трос.

$$N = 0,2 \cdot 2 \cdot \left(5 \cdot 18 - \frac{2 \cdot 18^2}{30} \right) = 28,8$$

Принимается $N = 29$

Число ударов молнии в опору:

$$N_{on} = 4 \cdot N \cdot \frac{h_{mp}}{L_{npol}}, \quad (78)$$

$$N_{on} = 4 \cdot 28,8 \cdot \frac{31}{300} = 11,9$$

Принимается $N_{on} = 12$

Ожидаемое удельное число грозových отключений от обратных перекрытий линейной изоляции при ударах молнии в опору определяется по формуле:

$$n_{on} = N_{on} \cdot P_{on} \cdot \eta, \quad (79)$$

$$n_{on} = 12 \cdot 0,238 \cdot 0,9 = 2,57$$

7.2 Удар молнии в трос в середине пролёта

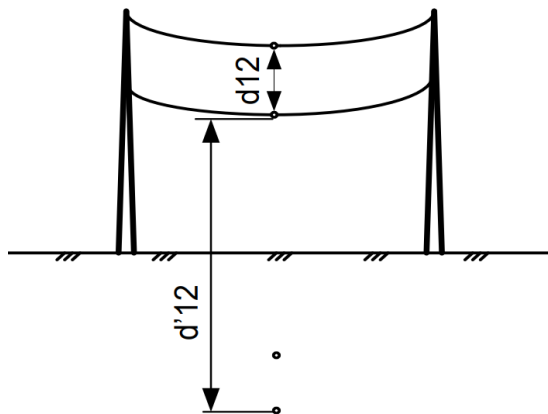


Рисунок 14 – Расстояние между проводами

Рассчитываем волновое сопротивление коронирующей ВЛ с учетом затухания и деформации электромагнитной волны:

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{h_{mp} \cdot E_{cp}}{U}\right)}{\ln\left(\frac{2 \cdot h_{mp}}{r_{mp}}\right)}}, \quad (80)$$

Где E_{cp} - напряжённость поля на границе коронного чехла, для отрицательной полярности [17] принимается равной 21 кВ/см;

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{1,5 \cdot 3100 \cdot 21}{110}\right)}{\ln\left(\frac{2 \cdot 3100}{0,016}\right)}} = 0,83$$

Расчёт взаимных волновых сопротивлений ведем в соответствии с (рисунок П23.2 [17]).

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln\left(2 \cdot \frac{h_{cp.mp}}{r_{mp}}\right), \quad (81)$$

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln\left(2 \cdot \frac{18}{0,016}\right) = 463,1 \text{ Ом}$$

Расстояние «трос-провод»:

$$d_{12} = \sqrt{2^2 + 5,02^2} = 5,4 \text{ м}$$

Расстояние между проводом и зеркальным отражением троса:

$$d'_{12} = \sqrt{(31 + 25,98)^2 + 2^2} = 57,01 \text{ м}$$

Взаимное волновое сопротивление провода и троса

$$Z_{12} = 60 \cdot \ln\left(\frac{d'_{12}}{d_{12}}\right), \quad (82)$$

$$Z_{12} = 60 \cdot \ln \left(\frac{57,01}{5,4} \right) = 141,4 \text{ Ом}$$

Волновое сопротивление троса, рассчитанное по геометрическим параметрам линии:

$$Z_{mp.z} = \frac{Z_{11} + Z_{12}}{2}, \quad (83)$$

$$Z_{mp.z} = \frac{463,1 + 141,4}{2} = 302,25 \text{ Ом}$$

Коэффициент геометрической связи:

$$k_{\Gamma} = \frac{Z_{12}}{Z_{11}}, \quad (84)$$

$$k_{\Gamma} = \frac{141,4}{463,1} = 0,305$$

Волновое сопротивление коронирующего троса:

$$Z_{mp.k} = Z_{mp.z} \cdot \beta, \quad (85)$$

$$Z_{mp.k} = 302,25 \cdot 0,83 = 250,86 \text{ Ом}$$

Коэффициент связи с учетом короны:

$$k_{\kappa} = k_{\Gamma} \cdot \frac{Z_{mp.z}}{Z_{mp.k}}, \quad (86)$$

$$k_{\kappa} = 0,305 \cdot \frac{302,25}{250,86} = 0,367$$

По формуле ниже находим критическую крутизну фронта тока молнии, при котором происходит перекрытие изоляции:

$$a_{\kappa p} = \frac{2 \cdot E_{\text{расч.ср}} \cdot \Delta h \cdot v}{Z_{\text{тр.к}} \cdot (1 - k_{\kappa}) \cdot L_{\text{прол}}}, \quad (87)$$

где $E_{\text{расч.ср}}$ - Средняя напряженность поля равна 750 кВ/м [17];

v - скорость распространения волны равна $3 \cdot 10^8$ м/с;

Δh - расстояние между тросом и верхним проводом.

$$a_{\kappa p} = \frac{2 \cdot 750 \cdot 5,02 \cdot 3 \cdot 10^8}{250,86 \cdot (1 - 0,367) \cdot 300} \cdot 10^{-6} = 47,41 \text{ кА/мкс.}$$

Вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в трос в середине пролета:

$$P_{\text{мп}} = e^{-0,08 \cdot a_{\kappa p}}, \quad (88)$$

$$P_{\text{мп}} = e^{-0,08 \cdot 47,41} = 0,023$$

Число ударов молнии в трос в середине пролета на 100 км линии

$$N_{\text{мп}} = N \cdot \left(1 - \frac{4 \cdot h_{\text{мп}}}{L_{\text{прол}}} \right), \quad (89)$$

$$N_{\text{мп}} = 28,8 \cdot \left(1 - \frac{4 \cdot 31}{300} \right) = 16,9$$

N_{mp} принимаем равным 17

Ожидаемое удельное число грозовых отключений ВЛ из-за ударов молнии в трос в середине пролета на 100 км линии:

$$n_{mp} = N_{mp} \cdot P_{mp} \cdot \eta, \quad (100)$$

$$n_{mp} = 17 \cdot 0,023 \cdot 0,9 = 0,35$$

7.3 Удар молнии в провод при прорыве сквозь тросовую защиту

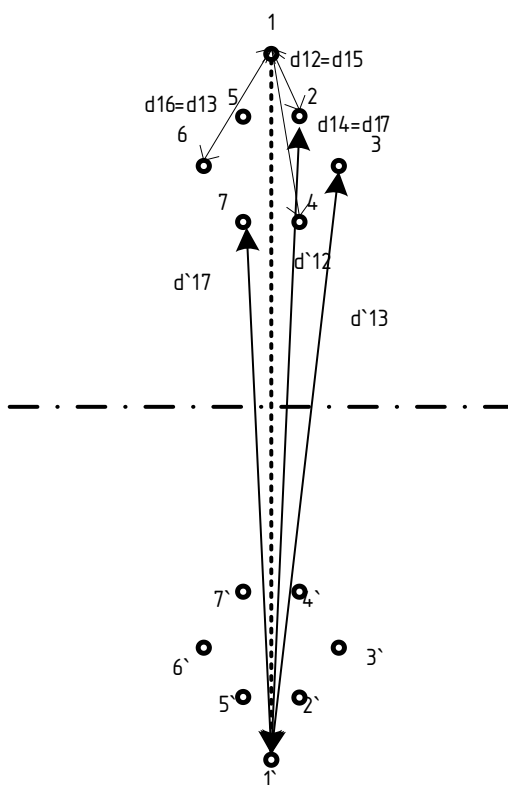


Рисунок 15 – Расстояние между проводами

Расстояния между проводами:

$$d_{13} = \sqrt{9,02^2 + 4,1^2} = 9,9 \text{ м}$$

$$d_{13} = \sqrt{52,98^2 + 4,1^2} = 53,13 \text{ м}$$

$$d_{14} = \sqrt{13,02^2 + 2^2} = 13,17 \text{ м}$$

$$d_{14} = \sqrt{48,98^2 + 2^2} = 49,02 \text{ м}$$

Расчёт взаимных волновых сопротивлений по аналогии с формулой (82):

$$Z_{13} = 60 \cdot \ln\left(\frac{53,13}{9,9}\right) = 100,8 \text{ Ом}$$

$$Z_{14} = 60 \cdot \ln\left(\frac{49,02}{13,17}\right) = 78,85 \text{ Ом}$$

Волновое сопротивление провода, рассчитанное по геометрическим параметрам линии, рассчитаем аналогично (83):

$$Z_{np.z} = \frac{463,1 + 141,4 + 100,8 + 78,85}{4} = 196,03 \text{ Ом}$$

Волновое сопротивление коронируемой линии:

$$Z_{np.k} = Z_{np.z} \cdot \beta, \tag{101}$$

$$Z_{np.k} = 196,03 \cdot 0,83 = 162,7 \text{ Ом}$$

Разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности $U_{50\%} = 625 \text{ кВ}$ [17].

$$U_{50\%} = U_{50\%} \cdot \left[0,92 - 0,012 \cdot L_{разр}^{[(0,74 - 0,06 \cdot L_{разр}) \cdot (L_{разр} - 3)]} \right], \quad (102)$$

$$U_{50\%} = 625 \cdot \left[0,92 - 0,012 \cdot 1,02^{[(0,74 - 0,06 \cdot 1,02) \cdot (1,02 - 3)]} \right] = 567,69 \text{ кВ}$$

Крутизна тока молнии:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{нр.к}}, \quad (103)$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 567,69}{162,7} = 6,97 \text{ кА}$$

Вероятность значения тока молнии, превышающего критическое для удара молнии в провод:

$$P_{нр} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}}, \quad (104)$$

$$P_{нр} = e^{-0,04 \cdot 6,97} = 0,758$$

Угол тросовой защиты:

$$\alpha = \arctan \frac{2}{5,02} = 21,72^\circ$$

Горизонтальное смещение провода относительно троса:

$$D = 1 + U_{\text{ном}} \cdot \frac{h_{\text{мп}}}{\Delta h} \cdot \left(\frac{U_{\text{ном}}^2 \cdot 117}{\Delta h \cdot \Delta S \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h_{\text{мп}}}{r_{\text{np}}} \right)} \right)^2, \quad (105)$$

$$D = 1 + 110 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{31}{5,02} \cdot \left(\frac{(110 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 117}{5,02 \cdot 2 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 27}{0,016} \right)} \right)^2 = 1$$

При положительных углах защиты троса вероятность прорыва молнии на провод:

$$P_{\alpha} = e^{-\frac{1}{D} \left(\frac{0,55}{\Delta h} \cdot \sqrt{\alpha \cdot h_{\text{мп}} \cdot \Delta S - \frac{9}{D}} \right)}, \quad (106)$$

$$P_{\alpha} = e^{-\frac{1}{1} \left(\frac{0,55}{5,02} \cdot \sqrt{21,72 \cdot 31 \cdot 2 - \frac{9}{1}} \right)} = 0,0069$$

Число отключений ВЛ при прорыве сквозь тросовую защиту:

$$N_{\text{np}} = N \cdot P_{\alpha}, \quad (107)$$

$$N_{\text{np}} = 28,8 \cdot 0,0069 = 0,198$$

Рассчитаем удельное число грозových отключений линии от прорыва молнии через тросовую защиту на провод:

$$n_{\text{np}} = N_{\text{np}} \cdot P_{\text{np}} \cdot \eta, \quad (108)$$

$$n_{\text{np}} = 0,198 \cdot 0,758 \cdot 1,07 = 0,16$$

Удельное число грозových отключений ВЛ:

$$n_z = n_{on} + n_{mp} + n_{np}, \quad (109)$$

$$n_z = 2,57 + 0,35 + 0,16 = 3,08$$

Основываясь на [17] таблицы 7.1 и рис П23.2 делаем вывод что выбранная опора и трос проходит по грозоупорности ВЛ.

Грозоупорность ВЛ:

$$N_r = n_r \cdot \frac{l_{ВЛ}}{100} \cdot \frac{N_{2.ч}}{100}, \quad (110)$$

$$N_r = 3,08 \cdot \frac{145}{100} \cdot \frac{40}{100} = 1,78$$

Таким образом, выбранный грозозащитный трос и соответствующие изоляторы позволяют осуществить защиту проектируемой линии электропередачи от разрушительного воздействия атмосферных перенапряжений.

8 РАЗРАБОТКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС «ЧУЛЬБАТКАН»

8.1 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Спроектируем защиту подстанции от прямых ударов молний, осуществляемых с помощью установки молниеотводов на территории объекта. Расстояние около молниеотвода, в зоне которого достаточно надёжная защита от прямых ударов молнии называется зоной молниеотвода.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений заключается в определении границ зоны защиты молниеотводов, которые представляют собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии.

Дальнейший расчёт будет показан на примере зоны защиты на уровне самого высокого сооружения на подстанции – линейного портала, равным 11 метрам.

На рисунке 16 представим расстановку молниеотводов на проектируемой ПС.

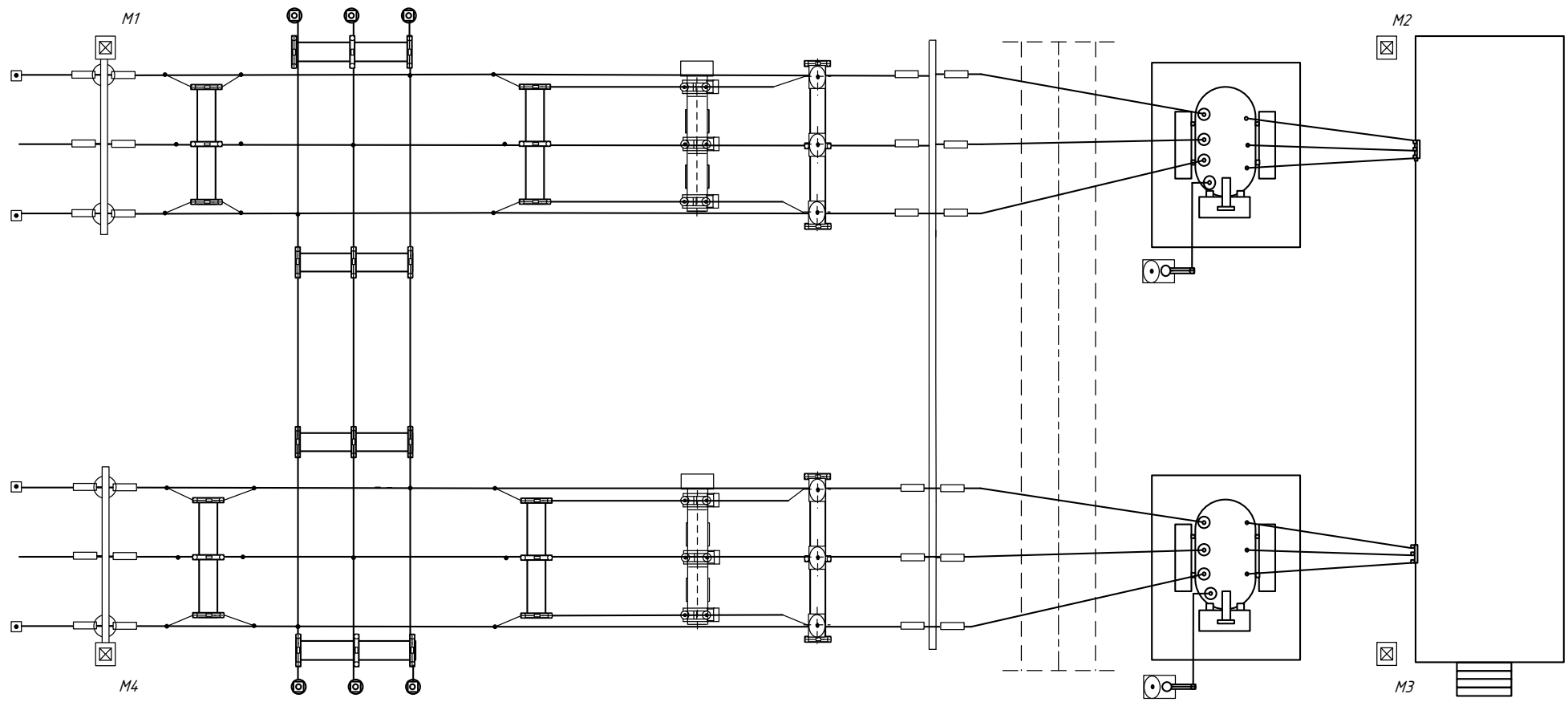


Рисунок 16 – Расстановка молниеотводов на ПС

Произведём расчёт для молниеотвода 1-2.

Примем высоту молниеотводов равной:

$$h = 21 \text{ м}$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{M12} = 45 \text{ м}$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h, \tag{111}$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 21 = 17,85 \text{ м}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \tag{112}$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 21) \cdot 21 = 22,22 \text{ м}$$

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

$$r_{C0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L_{12} - 2 \cdot h)}{h} \right), \tag{113}$$

$$r_{C0} = 22,22 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (45 - 2 \cdot 21)}{21} \right) = 21,58 \text{ м}$$

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_{1CX} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L_{M12} - h), \quad (114)$$

$$h_{1CX} = 17,85 - (0,17 + 0,0003 \cdot 21) \cdot (45 - 21) = 13,61 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне линейного портала:

$$r_{1CX(L)} = r_{C0} \cdot \frac{h_{1CX} - h_X}{h_{1CX}}, \quad (115)$$

$$r_{1CX(L)} = 21,58 \cdot \frac{13,61 - 11}{13,61} = 4,14 \text{ м}$$

Радиус внутренней зоны на уровне линейного портала:

$$r_{1X(L)} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_X}{h_{\text{ЭФ}}} \right), \quad (116)$$

$$r_{1X(L)} = 22,22 \cdot \left(1 - \frac{11}{17,85} \right) = 8,52 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне здания ОПУ:

$$r_{1CX(\text{ОПУ})} = 21,58 \cdot \frac{13,61 - 5,5}{13,61} = 12,85 \text{ м}$$

Радиус внутренней зоны на уровне здания ОПУ:

$$r_{1X(опв)} = 22,22 \cdot \left(1 - \frac{5,5}{17,85}\right) = 15,37 \text{ м}$$

Аналогичный расчет производится и для других сочетаний молниеотводов и результат сводится в таблицу 35.

Таблица 35 – Результаты расчета молниезащиты

Параметр	Сочетание молниеотводов			
	1-2	2-3	3-4	4-1
$L, \text{ м}$	45	26	45	26
$r_0, \text{ м}$	22,22	22,22	22,22	22,22
$r_{с0}, \text{ м}$	21,58	22,22	21,58	22,22
$h_{сх}, \text{ м}$	13,61	17,32	13,61	17,32
$r_{сх(л)}, \text{ м}$	4,14	8,1	4,14	8,1
$r_{сх(опв)}, \text{ м}$	12,85	15,1	12,85	15,1
$r_{х(л)}, \text{ м}$	8,52	8,52	8,52	8,52
$r_{х(опв)}, \text{ м}$	15,37	15,37	15,37	15,37

Более подробная схема подстанции с нанесёнными на ней зонами молниезащиты представлена на листе графической части 5.

8.2 Конструктивное исполнение заземления подстанции и определение его стационарного и импульсного сопротивления

Различают несколько видов заземления: защитное, рабочее, молниезащита, каждый вид имеет свое предназначение.

Для защиты персонала от напряжения прикосновения используется защитное заземление. Все части электроустановок, выполненные из металла и не находящиеся под напряжением в нормальном режиме работы, но способные оказаться под напряжением в случае повреждения изоляции, в обязательном порядке должны быть заземлены.

Рабочее заземление разработано для обеспечения бесперебойной работы электрооборудования. К данному виду заземления относится заземление нейтралей трансформаторов и дугогасящих катушек.

Заземление молниезащиты обеспечивает отвод тока, протекающего вследствие удара молнии. Как правило, для выполнения всех типов заземления применяется одно заземляющее устройство.

Заземление на ПС представляет собой сетку, включающую горизонтальные заземлители, со стороной квадрата сетки кратной шести метров. В узлах сетки установлены вертикальные заземлители. Сетка закапывается в землю на глубину около полуметра, не затрагивая фундамент электроустановок.

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

Проведём расчёт заземления на проектируемой ПС «Чульбаткан»

Площадь использования под заземлитель, м²:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (117)$$

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

$$S = 1914 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, исполненных стальными прутками диаметром $d = 10$ мм.

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{м.п} = \pi \cdot R^2, \quad (118)$$

где R – радиус горизонтальных и вертикальных проводников, мм.

$$F_{m.n} = 78,5 \text{ мм}^2$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (119)$$

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

β – коэффициент термической стойкости. Для стали принимается равным 21 [7].

$$F_{m.c} = 26,5 \text{ мм}^2$$

Проверим сечения прутков на коррозионную стойкость:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}), \quad (120)$$

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + a_k, \quad (121)$$

где T – время использования заземлителя за 20 лет (240 мес);

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

$$S_{cp} = 0,931$$

$$F_{кор} = 32 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников не должно противоречить условию:

$$F_{м.п} \geq F_{кор} + F_{м.с} , \quad (122)$$

$$78,5 \geq 58,5$$

Условие выполняется, установка прутков выбранного диаметра возможна.

Определение общей длины полос сетки горизонтального заземлителя:

$$L_{г} = \frac{2 \cdot S}{l_{n-n}} , \quad (123)$$

где l_{n-n} – расстояние между полосами сетки. Принимаем равным 6м;

$$L_{г} = \frac{2 \cdot 1914}{6} = 638 \text{ м.}$$

Уточняем длину горизонтальных полос для квадратичной модели со стороной \sqrt{S} м.

Определим число ячеек:

$$m = \frac{L_{гор}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 , \quad (124)$$

$$m = \frac{638}{2 \cdot \sqrt{1914}} - 1 = 6,29$$

Принимаем, $m = 7$.

Длина стороны ячейки:

$$L_{\text{яч}} = \frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (125)$$

$$L_{\text{яч}} = \frac{\sqrt{1914}}{7} = 6,25 \text{ м}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1), \quad (126)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{1914} \cdot (7+1) = 700 \text{ м}$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (127)$$

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

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{1914}}{15} = 11,66$$

Принимаем $n_B = 12$.

Рассчитываем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экс}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} = \frac{1}{L + n_B \cdot l_e} \right), \quad (128)$$

где A - вспомогательный коэффициент, равный 0,1 [4];

$\rho_{\text{экв}}$ – эквивалентное удельное сопротивление неоднородного грунта:

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{h_{1э}}{\frac{h_1}{\rho_1} + \frac{h_2}{\rho_2}}, \quad (129)$$

где $h_{1э}$ – граница разделения слоев двухслойной модели, м;

h_1 h_2 – толщина верхнего (суглинки) и нижнего (супеси) слоя соответственно, м;

ρ_1 ρ_2 – удельное сопротивление верхнего и нижнего слоя соответственно Ом·м (таблица 1);

$$h_{1э} = l_g + h_3, \quad (130)$$

$$h_{1э} = 5 + 0,8 = 5,8 \text{ м}$$

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{5,8}{\frac{2}{100} + \frac{3,8}{300}} = 175,7 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

Тогда, стационарное сопротивление заземлителя равно:

$$R_{\text{стац}} = 0,29 \text{ Ом}$$

Чтобы определить импульсное сопротивление заземлителя, нужно рассчитать коэффициент импульса:

$$\alpha = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (131)$$

где I_m – ток молнии, принятый для равнинной местности 40 кА [17].

$$\alpha = 1,3$$

Находим импульсное сопротивление грунтов, равное по условию:

$$R_u = R_{\text{стац}} \cdot \alpha_u \leq 0,5 \text{ Ом}$$

$$R_u = 0,38 \leq 0,5$$

Полученное значение не превышает допустимого, что соответствует требованиям, предъявляемым к заземлителям согласно ПУЭ [18].

Импульсные перенапряжения возникают в результате попадания молнии в линию. Изоляция, установленная на ВЛ, обеспечивает первый уровень ограничения перенапряжения. Для обеспечения полной защиты организуется второй уровень путем установки на ПС защитных аппаратов ОПН (выберем и проверим в пункте ниже) в сочетании с выполнением защищенных подходов на ВЛ у шин ПС согласно ПУЭ [18]. для напряжения 110 кВ принимается равным 3 км.

8.3 Выбор и проверка ОПН РУ ВН

Нелинейный ограничитель перенапряжения является основным устройством защиты оборудования подстанций от грозových и коммутационных перенапряжений.

Для выбора ОПН необходимо найти узнать максимальную допустимую величину на ограничителе. В сетях 110-500 кВ, работающие с эффективно заземленной нейтралью, наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя должно быть:

$$U_{P.n.p} \geq \frac{U_{н.р}}{\sqrt{3}}, \quad (132)$$

где $U_{н.р}$ - наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение электроустановки, находится как:

$$U_{н.р} = 1,15 \cdot U_{ном}, \quad (133)$$

$$U_{н.р} = 1,15 \cdot 110 = 126 \text{ кВ}$$

$$U_{P.n.p} = \frac{126}{\sqrt{3}} = 72,51 \text{ кВ}$$

Выбираем нелинейный ограничитель типа ОПН-П110/77/10/550 УХЛ1. Характеристики, выбранного нелинейного ограничителя представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Характеристики ОПН

Параметр	Заводские значения
Класс напряжения сети, кВ	110
Допустимое напряжение, кВ	77
Ток пропускной способности, А	550
Номинальный разрядный ток, кА	10
Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА	40
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	204
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	3,2

При выборе ОПН основным критерием учитывается поглощаемая ограничителем энергия, находящаяся по формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z_B} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (134)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ост} = 177$ кВ;

Z_B – волновое сопротивление линии, $Z_B = 430$ Ом;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов, $n=2$.

Значение U можно найти по формуле:

$$U = 3,5 \cdot U_{ном}, \quad (135)$$

$$U = 3,5 \cdot 110 = 385 \text{ кВ}$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (136)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны;

l – длина защищённого подхода, км.

$$T = \frac{2}{0,91 \cdot 3} = 0,814 \text{ мкс}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{385 - 177}{430} \right) \cdot 177 \cdot 2 \cdot 0,814 \cdot 2 = 278,77 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (137)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{278,77}{110} = 2,53 \text{ кДж/кВ}$$

Удельная энергоёмкость выбранного ОПН составляет 3,2 кДж/кВ, проверку проходит. Класс энергоемкости 3 (до 4,5 кДж/кВ).

Остающееся напряжение ограничителя при коммутационных перенапряжениях при импульсе тока с длительностью фронта 30 мкс и при амплитуде тока 1000 А:

$$U_{ост.к} = \frac{U_{км}}{1,2}, \quad (138)$$

где $U_{км}$ - уровень коммутационных перенапряжений.

$$U_{км} = k_u \cdot k_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исн50}, \quad (139)$$

где $U_{исн50}$ - одноминутное испытательное напряжение, для выбранного ОПН составляет 187 кВ;

k_u - коэффициент ионизации (1,35);

k_k - коэффициент кратности тока (0,9).

$$U_{км} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 187 = 238 \text{ кВ}$$

$$U_{ост.к} = \frac{238}{1,2} = 198 \text{ кВ}$$

Проверку по остающемуся напряжению ограничителя при коммутационных перенапряжениях проходит.

Нейтраль силового трансформатора также защищена с помощью выбранного ОПН и заземлителя нейтрали ЗОН – 110 УХЛ1 блочным типом.

По всем проверкам видно, что выбранный ОПН может использоваться на шинах РУ 110 кВ.

8.4 Выбор и проверка ОПН КРУ

По методу, который приведен в пункте выше выбрал ОПН-П1-10/12/10/550 УХЛ1. ОПН устанавливается на секциях шин у измерительного трансформатора напряжения

$$U_{р.н.р} \geq \frac{U_{н.р}}{\sqrt{3}}, \quad (140)$$

где $U_{н.р}$ - наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение электроустановки. (для 10 кВ $U_{н.р10} = 12$ кВ согласно ГОСТ Р 57382-2017).

$$U_{р.н.р} = \frac{12}{\sqrt{3}} = 6,92 \text{ кВ}$$

Основные характеристики данного нелинейного ограничителя представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	10
Допустимое напряжение, кВ	12
Ток пропускной способности, А	550
Номинальный разрядный ток, кА	10
Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА	40
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	71
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	2,9

$$U = 3,5 \cdot 10 = 35 \text{ кВ}$$

Поглощаемая ограничителем энергия:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{35 - 28,4}{430} \right) \cdot 28,4 \cdot 2 \cdot 0,814 \cdot 2 = 1,42 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \tag{141}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{1,42}{10} = 0,14 \text{ кДж/кВ}$$

Удельная энергоёмкость выбранного ОПН составляет 2,9 кДж/кВ, проверку проходит. Класс энергоемкости 2 (до 3 кДж/кВ).

Остающееся напряжение ограничителя при коммутационных перенапряжениях при импульсе тока с длительностью фронта 30 мкс и при амплитуде тока 1000 А:

$$U_{ост.к} = \frac{U_{км}}{1,2}, \quad (142)$$

где $U_{км}$ - уровень коммутационных перенапряжений.

$$U_{км} = k_u \cdot k_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исн50}, \quad (143)$$

где $U_{исн50}$ - одноминутное испытательное напряжение, для выбранного ОПН составляет 35 кВ;

k_u - коэффициент ионизации (1,35);

k_k - коэффициент кратности тока (0,9).

$$U_{км} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 35 = 66,82 \text{ кВ}$$

$$U_{ост.к} = \frac{66,82}{1,2} = 55,68 \text{ кВ}$$

Проверку по остающемуся напряжении ограничителя при коммутационных перенапряжениях проходит

Все условия соблюдаются и ОПН может эксплуатироваться на РУ 10 кВ.

9 РАСЧЕТ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ

9.1 Характерные режимы работы сети

Состояние электроэнергетической системы в заданный момент времени называется её режимом работы. В данном пункте необходимо оценить возможность существования различных режимов работы сети из соображения статической устойчивости, отклонений напряжений в узлах, потерь мощностей в ЛЭП и силовых трансформаторах, и токовых загрузок линий электропередач.

Проведём анализ и расчёт следующих режимов работы:

- Установившийся режим – это такой режим работы, при котором все параметры (напряжение, ток, мощность и частота) не изменяются во времени.
- Послеаварийный – это кратковременный режим после ликвидации аварии, который не удовлетворяет требованиям экономичности и надежности электросети.

9.2 Выбор и характеристика ПВК

Для расчета и анализа нормальных и послеаварийных режимов был выбран ПВК RastrWin 3.

Функции данного ПВК, которые потребуются при расчетах:

- Расчет установившихся режимов электрических сетей напряжением от 0,4 до 1150 кВ;
- Моделирование послеаварийных режимов путем отключения элементов сети;
- Структурный анализ потерь мощности;
- Расчет отпаяк РПН;
- Структурный анализ отклонений напряжений в узлах;
- Токовые загрузки ЛЭП;

- Для более удобного восприятия информации воспользуемся графической частью сети, построенной в ПВК.

9.3 Выбор эквивалента сети и подготовка исходных данных для расчета режимов

Определим эквивалент сети в данной работе. В моем случае это сеть Николаевского энергорайона с подключенным к нему через модуль отпайки проектируемого объекта. Рисунок 17 выбранного эквивалента сети представлен ниже.

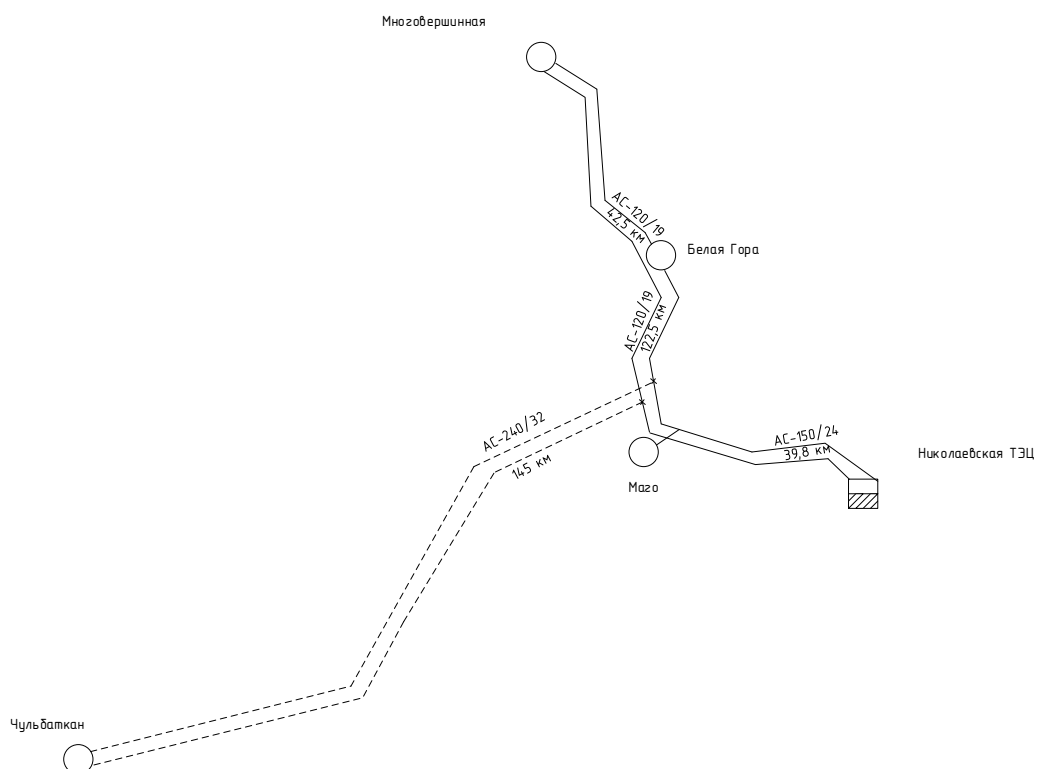


Рисунок 17 – Эквивалент сети

Для расчёта режимов в ПВК RastrWin3 необходимо задаться следующими параметрами сети:

- Параметры линии (активное сопротивление, индуктивное сопротивление, емкостная проводимость).
- Параметры силовых трансформаторов (активное сопротивление, индуктивное сопротивление, отпайки РПН.).
- Нагрузки на ПС

Формулы для расчёта необходимых параметров были представлены ранее в П.5.2.

Параметры ветвей и узлов приведены в таблицах 38,39.

Таблица 38 – Параметры узлов сети

Тип	№	Название	Uном, кВ	Pн, МВт	Qн, МВар	Pг, МВт	Qг, МВар	Uзд, кВ	Qmin, МВар	Qmax, МВар
База	1	НТЭЦ НН	10	5,45	2,2	32,73	15,17	10,5	-1000	1100
Нагр	3	НТЭЦ ВН	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	4	НТЭЦ НН	10	0	0	0	0	0	0	0
Ген	2	НТЭЦ НН	10	5,45	2,2	40	15,26	10,5	-1000	1100
Нагр	5	НТЭЦ ВН	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	6	НТЭЦ НН	10	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	7	отп.м	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	8	маго вн	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	9	маго нн	10	1,23	0,49	0	0	0	0	0
Нагр	10	Б.Гора вн	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	11	Б.Гора нн1	6	3,46	1,39	0	0	0	0	0
Нагр	12	Б.Гора нн2	6	3,46	1,39	0	0	0	0	0
Нагр	13	Многоверш вн	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	14	Многоверш нн1	6	3,72	1,48	0	0	0	0	0
Нагр	15	Многоверш нн2	6	3,72	1,48	0	0	0	0	0
Нагр	16	Многоверш сн1	35	3,72	1,48	0	0	0	0	0
Нагр	17	Многоверш сн2	35	3,72	1,48	0	0	0	0	0
Нагр	18	Многоверш 0	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	19	Многоверш 0	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	20	отп. Чульб1	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	21	отп. Чульб2	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	22	Чульб ВН	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	23	Чульб НН1	10	17,5	7,42	0	0	0	0	0
Нагр	24	Чульб НН2	10	17,5	7,42	0	0	0	0	0
Нагр	25	МО Чульбаткан1	110	0	0	0	0	0	0	0
Нагр	26	МО Чульбаткан2	110	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 39 – Параметры ветвей сети

Тип	№нач	№кон	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Kт, о.е.
Тр-р	3	4	0,87	22	33,8	0,09

Выкл	4	1	0	0	0	0
Выкл	4	1	0	0	0	0
Тр-р	5	6	0,87	22	33,8	0,09
Выкл	2	6	0	0	0	0
Выкл	2	6	0	0	0	0
Выкл	5	3	0	0	0	0
ЛЭП	5	7	7,96	16,7	-107,4	0
Тр-р	8	9	4,38	86,7	9,25	0,09
ЛЭП	7	8	0,86	1,76	-11,34	0
ЛЭП	20	10	9,2	15,9	-98,6	0
Тр-р	10	11	14,7	220,4	4,16	0,054
Тр-р	10	12	14,7	220,4	4,16	0,054
Выкл	11	12	0	0	0	0
ЛЭП	10	13	10,62	18,27	-113,1	0
Тр-р	13	18	5	142,2	9,09	1
Тр-р	18	16	5	0	0	0,335
Тр-р	18	14	5	82,7	0	0,057
Тр-р	13	19	5	142,2	9,09	1
Тр-р	19	17	5	0	0	0,335
Тр-р	19	15	5	82,7	0	0,057
Выкл	16	17	0	0	0	0
Выкл	15	14	0	0	0	0
ЛЭП	21	13	15,31	26,33	-159	0
ЛЭП	7	20	0,86	1,76	-11,34	0
ЛЭП	3	21	15,31	26,33	-159	0
ЛЭП	25	22	17,4	59,45	-406	0
ЛЭП	26	22	17,4	59,45	-406	0
Тр-р	22	23	1,4	34,7	21,48	0,100
Тр-р	22	24	1,4	34,7	21,48	0,100
Выкл	23	24	0	0	0	0
Выкл	20	25	0	0	0	0

Таблица 40 – Токовая нагрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	Ток в начале ветви, А	Ток в конце ветви, А	Длительно допустимый ток проводника, А	Токовая нагрузка проводника, %
5	7	НТЭЦ ВН - отп.М	186,50	188,90	450	41,99

7	8	отп.М - Маго ВН	6,94	7,23	450	1,60
20	10	отп. Чульб1 - Б.Гора ВН	75,35	77,71	450	17,27
10	13	Б.Гора ВН - Многоверш ВН	36,04	39,14	390	10,03
21	13	отп. Чульб2 - Многоверш ВН	49,84	53,62	390	13,75
7	20	отп.М - отп. Чульб1	182,00	182,25	450	40,50
3	21	НТЭЦ ВН - отп. Чульб2	144,32	147,43	390	37,80
25	22	МО Чульбаткан1 - Чульб ВН	106,86	117,01	605	19,34
26	22	МО Чульбаткан2 - Чульб ВН	97,54	107,04	605	17,69

Величина потерь активной мощности является одним из показателей эффективности работы энергосистемы.

Таблица 41 – Потери мощности в элементах сети

U _{ном} , кВ	P, МВт	Потери активной мощности в ЛЭП, МВт	Потери активной мощности в трансформаторах, МВт	Q, Мвар	Потери реактивной мощности в ЛЭП, Мвар	Потери реактивной мощности в трансформаторах, Мвар
110	3,82	3,44	0,38	2,11	8,3	8,93

Таблица 42 – Отклонения напряжения

Номер	Название	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	ΔU, %
11	Б.Гора нн1	6	5,600142	-6,6

12	Б.Гора нн2	6	5,600142	-6,6
18	Многоверш 0	110	101,0263	-8,1
19	Многоверш 0	110	101,0263	-8,1
22	Чульб ВН	110	101,4631	-7,7

В данном режиме напряжения находится в допустимых пределах.

Расчеты показывают, что в сети не происходит значительных отклонений. Напряжение находится в допустимых пределах, а токовая нагрузка ВЛ не выходит за пределы длительно допустимых значений.

9.4 Расчет послеаварийного режима

В качестве послеаварийного режима рассмотрим случай отключения одной из линий электропередачи. Параметры узлов и ветвей такие же, как и в максимальном режиме.

Таблица 43 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

N_нач	N_кон	Название	Ток в начале ветви, А	Ток в конце ветви, А	Длительно допустимый ток проводника, А	Токовая нагрузка проводника, %
5	7	НТЭЦ ВН - отп.м	237,9365	239,6479	450	53,25
7	8	отп.м - маго вн	6,919137	7,211432	450	1,60
20	10	отп. Чульб1 - Б.Гора вн	35,30431	38,74858	450	8,61
10	13	Б.Гора вн - Многоверш вн	8,419568	14,07272	390	3,60
21	13	отп. Чульб2 - Многоверш вн	88,70064	91,66493	390	23,50
7	20	отп.м - отп. Чульб1	233,0246	233,1894	450	51,81
3	21	НТЭЦ ВН - отп. Чульб2	86,4201	88,63943	390	22,72

25	22	МО Чульбаткан1 - Чульб ВН	199,3671	203,1547	605	33,57
26	22	МО Чульбаткан2 - Чульб ВН	0	23,60329	605	3,90137

Таблица 44 – Потери мощности в элементах сети послеаварийного режима

U _{ном} , кВ	P, МВт	Потери активной мощности в ЛЭП, МВт	Потери активной мощности в трансформаторах, МВт	Q, Мвар	Потери реактивной мощности в ЛЭП, Мвар	Потери реактивной мощности в трансформаторах, Мвар
110	4,8	4,41	0,4	21,02	11,78	9,24

Таблица 45 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Номер	Название	U _{ном} , кВ	U _{расч} , кВ	ΔU , %
11	Б.Гора нн1	6	5,65	-5,81
12	Б.Гора нн2	6	5,65	-5,81
18	Многоверш 0	110	103,04	-6,32
19	Многоверш 0	110	103,04	-6,32
22	Чульб ВН	110	100,01	-9,01

В аварийном режиме произошло снижение напряжения на ПС, из-за этого было повышено напряжение на источниках питания на 10% от номинального с целью увеличения напряжения на ПС. Помимо этого, произведено подключение конденсаторных батарей, а также проведена регулировка напряжения с помощью регулирования под нагрузкой. Схема результатов расчета максимального и послеаварийного режима представлена на листе 2 графической части.

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА НА ПС «ЧУЛЬБАТКАН»

Рассмотрим вопрос применения устройств релейной защиты и автоматики на новой проектируемой ПС «Чульбаткан» с применением микропроцессорного устройства защиты БМРЗ-ТД-12-20-21, по методике, приведенной в [21, 22].

В качестве примера проанализируем защиту силового трансформатора Т1 марки ТДН-40000/110, установленного на проектируемой подстанции.

В обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. Согласно [9], требуются следующие защиты для трансформатора:

1) Защита от внутренних повреждений для трансформаторов применяется дифференциальная защита.

2) Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН - газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение.

3) Защита от внешних коротких замыканий - максимальная защита с блокировкой по напряжению или без нее.

4) Защита от перегрузки с действием на сигнал.

Расчет будем вести на основании результатов, полученных в разделе 5.

10.1 Расчёт основных защит

Установим и рассчитаем следующие основные типы защит:

10.1.1 Расчет дифференциальной защиты трансформатора

В данном пункте приводится расчет дифференциальной защиты силового трансформатора. В таблице 46 приведены исходные данные для расчета защиты.

Таблица 46 – Исходные данные для расчета защиты трансформатора

Параметр	Значение
Схема и группа соединения обмоток	$Y_0 / \Delta - 11$
$S_{T.HOM}, MVA$	40
$U_{T.HOM}^{BH}, кВ$	115
$U_{T.HOM}^{HH}, кВ$	10,5
$U_{k BH-HH MAX}, \%$	11,02
$U_{k BH-HH MIN}, \%$	10,35
РПН в нейтрали ВН, $n = 19, \Delta U = 1,78 \%$	
$X_C^{MIN}, Ом$	9,28
$X_C^{MAX}, Ом$	6,14
K_{TT}^{BH}	500/5P
K_{TT}^{HH}	4000/5P

Параметры силового трансформатора взяты из (таблица 5.18 [24]).

Трансформаторы тока были выбраны в пункте 6.5 для ВН, 6.8 для НН, их параметры взяты из данных пунктов.

Сопrotивление трансформатора рассчитывается для двух предельных случаев- крайнего нижнего и крайнего верхнего положения РПН.

$$U_{MIN/MAX}^{BH} = U_{T.HOM}^{BH} \cdot \left(1 \pm \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100} \right), \quad (144)$$

$$U_{MIN}^{BH} = 115 \cdot \left(1 - \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \right) = 96,6 \text{ кВ}$$

$$U_{MAX}^{BH} = 115 \cdot \left(1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \right) = 133,4 \text{ кВ}$$

Расчетное значение U_{MAX}^{BH} выше предельно допустимого напряжения для класса 110 кВ, поэтому в соответствии с [2] принимаем равным наибольшему рабочему, $U_{MAX}^{BH} = 126 \text{ кВ}$.

Сопротивление трансформатора, соответствующее крайним положениям РПН рассчитывается по следующим формулам:

$$X_{T.MIN/MAX} = \frac{U_{k MIN/MAX}}{100} \cdot \frac{U_{MIN/MAX}^2}{S_{T.HOM}}, \quad (145)$$

$$X_{T.MIN} = \frac{10,35}{100} \cdot \frac{96,6^2}{40} = 24,168 \text{ Ом}$$

$$X_{T.MAX} = \frac{11,02}{100} \cdot \frac{126^2}{40} = 43,73 \text{ Ом}$$

Далее производим расчет ПТН для блоков БМРЗ на сторонах ВН и НН по следующим формулам:

$$i_{MAX ПТН}^{BH} \geq K_{ПЕР} \cdot \frac{I_{K MAX}^{BH}}{K_{TT}^{BH}}, \quad (146)$$

Где $K_{ПЕР}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие апериодической составляющей тока), принимаем равным двум.

$$i_{MAX ПТН}^{BH} \geq 2 \cdot \frac{1738}{100} = 34,76 \text{ А}$$

В соответствии с [22] выбрать ПТН с $i_{MAX ПТН}^{BH} = 130 \text{ А}$ и $I_{НОМ ПТН}^{BH} = 1 \text{ А}$

Выбранные ПТН необходимо проверить по условию обеспечения заданной погрешности измерения тока нагрузочного режима для ПТН с током 0,5 А по следующему выражению:

$$I_{НОМ ПТН}^{BH} \leq 6 \cdot \frac{I_{Т.НОМ}}{K_{ТТ}^{BH}}, \quad (147)$$

$$I_{Т.НОМ} = \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т.НОМ}^{BH}}, \quad (148)$$

$$I_{Т.НОМ}^{BH} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200,81 \text{ А}$$

$$0,5 \leq 6 \cdot \frac{200,81}{250} = 12,04 \text{ А}$$

Выбранный ПТН обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью.

Аналогичный расчет производится и для стороны НН с подстанвкой соответствующих ТКЗ:

$$i_{МАХ ПТН}^{HH} \geq K_{ПЕР} \cdot \frac{I_{К МАХ}^{HH}}{K_{ТТ}^{HH}}, \quad (149)$$

$$i_{МАХ ПТН}^{HH} \geq 2 \cdot \frac{2760}{800} = 6,9 \text{ А}$$

Принимаем ПТН с $i_{МАХ ПТН}^{HH} = 65 \text{ А}$ и $I_{НОМ ПТН}^{BH} = 0,5 \text{ А}$;

$$I_{T.HOM}^{HH} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2199 \text{ А}$$

$$0,5 \leq 3 \cdot \frac{2199}{800} = 8,24$$

Выбранный ПТН обеспечивает измерение тока нагрузочного режима с заданной погрешностью.

10.1.2 Расчет уставки ДТО

Далее определяется относительный расчетный ток небаланса при максимальном тормозном токе внешнего КЗ.

$$I_{HB ДТО} = (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon_{MAX} + U_{РЕГ1} \cdot k_{ТОК1} + \gamma) \cdot \frac{I_{K MAX ПРИВ}^{HH}}{I_{T.HOM}^{BH}}, \quad (150)$$

Где $k_{ПЕР}$ - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, принимаем равным 2,5;

$k_{ОДН}$ - коэффициент однотипности ТТ, принимаем равным 1;

ε_{MAX} - максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем току $I_{K MAX}$, с целью упрощения расчета допустимо принять значение погрешности ε_{MAX} равным 0,1 при условии, что реальная кратность тока КЗ не превосходит номинальную) и реальная нагрузка на вторичные цепи ТТ не превосходит номинальную;

$U_{РЕГ1}$ - относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора. Относительные

погрешности принимают равными половине используемого диапазона регулирования, $U_{PEГ1} = \frac{n-1}{2} \cdot \frac{\Delta U}{100}$, но не менее 0,05;

$k_{ТОК1}$ - коэффициенты токораспределения, равные отношению тока, проходящего по стороне, где производится регулирование напряжения, в режиме рассматриваемого внешнего КЗ к току КЗ. Для упрощения расчетов допустимо принимать предельные значения коэффициентов $k_{ТОК1} = 1$, учитывая, что это ведет к снижению коэффициента чувствительности защиты.

γ -относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч, принимаем равной 0,05.

$$I_{K\ MAX\ ПРИВ}^{HH} = \frac{U_{T.HOM}^{BH}}{\sqrt{3} \cdot (X_C^{MAX} + X_{T.MIN})}, \quad (151)$$

$$I_{K\ MAX\ ПРИВ}^{HH} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (6,14 + 24,168)} = 2190,6\ A$$

$$I_{НБ\ РАСЧ} = \left(2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \cdot 1 + 0,05 \right) \cdot \frac{2190,6}{200,81} = 5,020\ o.e.$$

Уставка срабатывания ДТО рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{ДТО} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ\ РАСЧ}, \quad (152)$$

Где $K_{ОТС}$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, принимаем равным в диапазоне от 1,15 до 1,3;

$$I_{ДТО} = 1,2 \cdot 5,020 = 6,02\ o.e.$$

В качестве уставки срабатывания ДТО принимаем $I_{ДТО} = 6,02 \text{ о.е.}$

10.1.3 Расчет ДЗТ

Рассчитывается уставка начального тока срабатывания ДЗТ.

Относительный расчетный ток небаланса, используемый при расчете уставки $I_{ДЗТ.НАЧ}$, рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{НБ.ДЗТ.НАЧ} = 0,5 \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{РЕГ1} \cdot k_{ТОК1} + \gamma), \quad (153)$$

Где $k_{ПЕР}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим (принято отсутствие апериодической составляющей тока в нагрузочном режиме), принимаем равным 1;

$\varepsilon_{0,5}$ - максимальное из значений относительных полных погрешностей ТТ сторон трансформатора в режиме, соответствующем $0,5 \cdot I_{Т.НОМ}$. С целью упрощения расчетов допустимо принять значения погрешностей $\varepsilon_{MIN}, \varepsilon_{0,5}, \varepsilon_{1,5}, \varepsilon_{РАБ.МАХ}$ равными 0,1

Для группы "грубых" уставок относительные погрешности принимают равными половине используемого диапазона регулирования. Для группы "чувствительных" уставок принимают $U_{РЕГ1} = \frac{3 \cdot \Delta U}{100}$, но не менее 0,05;

$$I_{НБ.ДЗТ.НАЧ} = 0,5 \cdot \left(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \cdot 1 + 0,05 \right) = 0,155, \quad (154)$$

Уставка начального тока срабатывания ДЗТ рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{ДЗТ.НАЧ} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ.ДЗТ.НАЧ}, \quad (155)$$

Где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, принимаем равным 1,5.

$$I_{ДЗТ.НАЧ} = 1,5 \cdot 0,155 = 0,232 \text{ о.е.}$$

Значение уставки $I_{ДЗТ.НАЧ}$ не рекомендуется выбирать менее 0,3 о.е, так как согласно [2] ДЗТ с уставкой $I_{ДЗТ.НАЧ}$ от 0,3 до 0,5 о.е. обеспечивает требуемый коэффициент чувствительности к витковым замыканиям в переплетённых обмотках и межкатушечным замыканиям в любых обмотках, поэтому принимаем:

$$I_{ДЗТ.НАЧ} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Выбор уставки коэффициента торможения второго участка характеристики торможения ДЗТ $K_{ТОРМ2}$.

Для начала требуется определить ток срабатывание ДЗТ $I_{ДЗТ2}$ при токе торможения $1,5 \cdot I_{Т.НОМ}$, рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{ДЗТ2} = K_{отс} \cdot I_{НБ.ДЗТ.2}, \tag{156}$$

Где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас, принимаем равным в диапазоне от 1,15 до 1,3;

$$I_{НБ.ДЗТ.2} = 1,5 \cdot (k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon_{1,5} + U_{РЕГ1} \cdot k_{ТОК1} + \gamma), \tag{157}$$

Где $k_{ПЕР}$ - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, принимаем равным 2;

$$I_{НБ.ДЗТ.2} = 1,5 \cdot \left(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{19-1}{2} \cdot \frac{1,78}{100} \cdot 1 + 0,05 \right) = 0,615 \text{ о.е.}$$

$$I_{ДЗТ2} = 1,2 \cdot 0,615 = 0,738$$

$$K_{ТОРМ2} = I_{ДЗТ2} - I_{ДЗТ.НАЧ}, \quad (158)$$

$$K_{ТОРМ2} = 0,738 - 0,3 = 0,438 \text{ о.е.}$$

Выбор уставки коэффициента торможения третьего участка характеристики торможения ДЗТ $K_{ТОРМ3}$.

Для начала требуется определить значение тока торможения $I_{КТОРМ}$, соответствующее максимальному току внешнего КЗ $I_{КМАХПРИВ}^{НН}$, рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{КТОРМ} = \left(1 - \frac{K_{ПЕР} \cdot \varepsilon_{МАХ}}{2} \right) \cdot \frac{I_{КМАХПРИВ}^{НН}}{I_{Т.НОМ}^{ВН}}, \quad (159)$$

Где $k_{ПЕР}$ - коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока, принимаем равным 2,5;

$$I_{КТОРМ} = \left(1 - \frac{2,5 \cdot 0,1}{2} \right) \cdot \frac{2190,6}{200,81} = 9,54 \text{ о.е.}$$

$$K_{ТОРМ3} = \frac{I_{ДГО} - I_{ДЗГ2}}{I_{КТОРМ} - I_{ТОРМ2}}, \quad (160)$$

Где $I_{ТОРМ2}$ ток торможения, соответствующий второму излому характеристики торможения, принимаем равным 1,5;

$$K_{ТОРМ3} = \frac{6,02 - 0,738}{9,54 - 1,5} = 0,656 \text{ о.е.}$$

10.1.4. Расчет группы чувствительных уставок

Далее рассчитываются группы «чувствительных уставок». Алгоритм расчета аналогичен предыдущему, разница заключается в коэффициенте $U_{РЕГ1}$, который рассчитывается по следующей формуле:

$$U_{РЕГ1} = \frac{3 \cdot \Delta U}{100}, \quad (161)$$

$$U_{РЕГ1} = \frac{3 \cdot 1,78}{100} = 0,0534 \text{ о.е.}$$

$$I_{НБ.ДЗТ.НАЧ}^Ч = 0,5 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,0534 \cdot 1 + 0,05) = 0,101$$

$$I_{ДЗТ.НАЧ}^Ч = 1,5 \cdot 0,101 = 0,152 \text{ о.е.}$$

Принимаем $I_{ДЗТ.НАЧ}^Ч = 0,3 \text{ о.е.}$

$$I_{НБ.ДЗТ.2}^Ч = 1,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,0534 \cdot 1 + 0,05) = 0,455 \text{ о.е.}$$

$$I_{ДЗТ2}^Ч = 1,2 \cdot 0,455 = 0,557$$

$$K_{ТОРМ2}^Ч = 0,557 - 0,3 = 0,257 \text{ о.е.}$$

При расчёте коэффициента торможения третьего участка группы "чувствительных" уставок вместо значения тока $I_{ДТО}$ следует использовать значение тока $I_{ДТО}^Ч$, который определяется по аналогичной формуле, но значение $U_{РЕГ1}$ подставляется из формулы (161):

$$I_{ДТО}^Ч = 1,2 \cdot (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,0534 \cdot 1 + 0,05) \cdot \frac{2190,6}{200,81} = 4,625 \text{ о.е.}$$

$$K_{ТОРМ3}^Ч = \frac{4,625 - 0,557}{9,54 - 1,5} = 0,505 \text{ о.е.}$$

10.1.5 Проверка чувствительности ДЗТ

Для проверки чувствительности ДЗТ рассчитать приведенное минимальное относительное значение периодической составляющей двухфазного ТКЗ на стороне НН:

$$I_{К\text{ MIN ПРИБ}}^{НН} = \frac{U_{Т.НОМ}^{ВН}}{2 \cdot (X_C^{MIN} + X_{Т.МАХ})}, \quad (162)$$

$$I_{К\text{ MIN ПРИБ}}^{НН} = \frac{115000}{2 \cdot (9,28 + 43,73)} = 1084,7 \text{ А}$$

коэффициент чувствительности ДЗТ при металлическом КЗ рассчитывается по следующей формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К MIN ПРИВ}}^{\text{HH}} \cdot (1 - \varepsilon_{\text{MIN}})}{I_{\text{Т.НОМ}}^{\text{BH}} - I_{\text{ДЗТ.НАЧ}}}, \quad (163)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1084,7 \cdot (1 - 0,1)}{200,81 - 0,3} = 4,86 \geq 2$$

Чувствительность защиты достаточна.

10.1.6 Выбор уставки сигнализации небаланса

Рассчитывается относительный расчетный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ}} = k_{\text{ОТС}} \cdot (k_{\text{ПЕР}} \cdot k_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon_{\text{РАБ.МАХ}} + U_{\text{РЕГ1}} \cdot k_{\text{ТОК1}} + \gamma), \quad (164)$$

Где $k_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчёта и необходимый запас, принимаем равным 1,1.

$$I_{\text{НБ}} = 1,1 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + 0,05) = 0,34 \text{ А}$$

10.1.7 Выбор уставок ДЗТ при возникновении БНТ

В соответствии с руководством по эксплуатации блока БМРЗ [22] уставка сигнализации небаланса $I_{\text{НБ}}$ должна быть задана коэффициентом $K_{\text{НБ}}$, который рассчитывается по следующему выражению:

$$K_{\text{НБ}} = \frac{I_{\text{НБ}}}{I_{\text{ДЗТ.НАЧ}}}, \quad (165)$$

$$K_{НБ} = \frac{0,34}{0,3} = 1,136 \text{ о.е.}$$

Уставку по времени ограничения длительности перекрёстного режима блокирования $T_{ПБ}$ в соответствии с [22] принять равной 2с.

Уставку ИПБ $K_{ИПБ}$ в соответствии с [22] принять равным 0,15 о.е.

Общая информация по уставкам ДЗТ трансформатора представлена в таблице 47.

Таблица 47 – Уставки ДЗТ трансформатора

Параметр	Значение
Номинальный ток ПТН для стороны ВН; $I_{НОМ ПТН}^{ВН}$, А	1
Номинальный ток ПТН для стороны НН; $I_{НОМ ПТН}^{НН}$, А	0,5
Ток срабатывания ДТО; $I_{ДТО}$, о.е.	6,02
Коэффициент сигнализации небаланса; $K_{НБ}$, о.е.	1,136
Начальный ток срабатывания ДЗТ; $I_{ДЗТ.НАЧ}$, о.е.	0,3
Коэффициент торможения второго участка ДЗТ; $K_{ТОРМ2}$	0,438
Коэффициент торможения третьего участка ДЗТ; $K_{ТОРМ3}$	0,656
ИПБ; $K_{ИПБ}$, о.е.	0,15
Время ограничения длительности перекрёстного режима блокирования; $T_{ПБ}$, с	2
Начальный ток срабатывания "чувствительного" органа ДЗТ; $I_{ДЗТ.НАЧ}^Ч$, о.е.	0,3
Коэффициент торможения второго участка "чувствительного" органа ДЗТ; $K_{ТОРМ2}^Ч$	0,257
Коэффициент торможения второго участка "чувствительного" органа ДЗТ; $K_{ТОРМ3}^Ч$	0,505

10.2 Расчет резервных защит

Данные защиты реализованы на базе микропроцессорного блока БМРЗ-ТР-51.

10.2.1 Расчет уставок МТЗ

Ток срабатывания МТЗ по условию отстройки от тока в месте установки защиты при самозапуске двигателей рассчитать по формуле:

$$I_{C3}^{II} = \frac{k_{OTC} \cdot k_{C3II}}{k_B} \cdot I_{РАБ.МАХ}, \quad (166)$$

k_{C3II} - коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей, принимаем равным 5;

k_B - коэффициент возврата, принимаем равным 0,95;

k_{OTC} - коэффициент отстройки, принимаем значение в диапазоне от 1,1 до 1,2;

$I_{РАБ.МАХ}$ - максимальный рабочий ток на стороне ВН трансформатора;

$$I_{C3}^{II} = \frac{1,15 \cdot 5}{0,95} \cdot 205,8 = 1245,6 \text{ А}$$

Значение тока в реле при металлическом двухфазном КЗ за трансформатором определить согласно

$$I_P = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{K\text{ МАХ ПРИБ}}^{HH}}{K_{TT}^{BH}}, \quad (167)$$

$$I_P = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{2190,6}{100} = 18,97 \text{ А}$$

Осуществляется проверка по чувствительности МТЗ при металлическом двухфазном КЗ на шинах НН:

$$K_{\psi} = \frac{I_P \cdot K_{TT}^{BH}}{I_{C3}}, \quad (168)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{18,97 \cdot 100}{1245,6} = 1,53 \geq 1,5$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Выдержку времени защиты выбирают по условию согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от многофазных КЗ предыдущих элементов, т.е. на ступень селективности больше, чем выдержка времени последней, наиболее чувствительной ступени.

Для терминалов БМРЗ ступень селективности может быть принята равной 0,3 с [21].

$$t_{\text{II}} = t_{\text{ПРЕД}} + \Delta t, \quad (169)$$

$$t_{\text{II}} = 0 + 0,3 = 0,3 \text{ с}$$

10.2.2 Расчет уставок защиты от перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки определить из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора по формуле.

На стороне ВН:

$$I_{\text{СЗ}}^{\text{III}} = \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{РАБ.МАХ}}, \quad (170)$$

Где $k_{\text{ОТС}}$ -коэффициент отстройки, принимаем равным 1,05;

$k_{\text{В}}$ -коэффициент возврата, принимаем равным 0,95.

$$I_{\text{СЗ}}^{\text{III}} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 205,8 = 227,4 \text{ А}$$

На стороне НН

$$I_{C3}^{III} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 3078 = 3402 \text{ А}$$

Так как подстанция с постоянным оперативным персоналом, то защиту от перегрузки следует сделать с действием на сигнал, принимаем следующую выдержку времени:

$$t_{III} = 10 \text{ с}$$

Уставки токовых защит во вторичных значениях для ввода в терминал БМРЗ рассчитываются по следующей формуле:

$$I_{C.P}^{II} = \sqrt{3} \cdot \frac{1245,6}{100} = 21,57 \text{ А}$$

$$I_{C.P}^{III} = \sqrt{3} \cdot \frac{227,4}{100} = 3,94 \text{ А}$$

На стороне НН:

$$I_{C.P}^{III} = \frac{3402}{800} = 4,25 \text{ А}$$

Рассчитанная защита обеспечит своевременную работу и изолирует электрооборудование от опасного влияния токов КЗ на это оборудование.

10.3 Автоматика

Автоматика на подстанции необходима для оптимизации режимов работы подстанции. Например, автоматика включения резерва в случае погашения участка цепи включает передачу энергии по другому контуру, а автоматическое повторное включение позволяет восстановить электроснабжение при самоустраняющемся КЗ.

В данном подразделе будут описаны некоторые из устройств, которые будут применяться на проектируемой подстанции «Чульбаткан»:

В качестве автоматики используется АПВ и БАПВ, которые будут выполняться на базе терминала дифференциальной защиты линии REL 551*2,5-I фирмы АВВ.

Поскольку большинство отключений на линии происходят из-за повреждений неустойчивых или самоустраняющихся, повторное включение линии является необходимой задачей, которую выполняет АПВ.

Устройства АПВ необходимо выполнять с соблюдением следующих требований:

- 1) При преднамеренном отключении линии АПВ должно быть выведено из работы;
- 2) Обеспечиваемая однократность или двухкратность циклов АПВ;
- 3) Должна быть обеспечена блокировка от многократных включений;

В терминале есть возможность задать приоритеты, например, запретить включать второй выключатель при повторном неуспешном включении первого. Программы АПВ предусматривают не только трехфазное, но и одно- и двухфазное, причем последние переводятся в режим трехфазный после неуспешной попытки. Выдержка времени может задаваться вручную, но не более 0,15 сек. [17]. режим БАПВ отличается быстродействием, т.е. способностью за время бестоковой паузы повторно включить выключатели, пока угол между напряжениями не успел значительно увеличиться.

При потере питания от одного из источников питания потребители должны быть переведены на другой источник, данную операцию выполняет АВР. АВР должно удовлетворять следующим требованиям:

- 1) Минимальное время срабатывания для сокращения времени перерыва питания потребителей;
- 2) Однократность действия, для предотвращения включения резервного источника на КЗ;
- 3) Минимальное время отключения резервного источника от поврежденного участка цепи;

Время выдержки АВР должно быть отстроено таким образом, чтобы обеспечивалось его недействие при кратковременной потере питания основного. Первостепенной задачей АВР при его работе является отключение выключателя на поврежденной секции шин. Для исключения ситуации с переводом потребителей на отключенный резервный источник АВР имеет максимальное реле напряжения, которое контролирует его на резервном источнике.

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

11.1 Безопасность

На проектируемой подстанции «Чульбаткан» напряжением 110 кВ высокая сторона выполнена открытым распределительным устройством. Руководящие указания по защите персонала, обслуживающего распределительные устройства приведены в РД 34.03.604 перечислим основные из них:

- Для каждого ОРУ должны быть разработаны маршруты обхода в целях осмотра оборудования и следования к рабочим местам. Маршруты располагают по возможности в зонах экранирования или на участках территории ОРУ, где напряженность электрического поля не превышает 15 кВ/м. Участки маршрутов, на которых напряженность электрического поля превышает 15 кВ/м, экранируют. Протяженность и расположение неэкранированных участков должны быть такими, чтобы длительность пребывания персонала на этих участках в течение суток не превышала для каждого работника 90 мин и чтобы была обеспечена возможность подхода для осмотра и технического обслуживания ко всем аппаратам и устройствам, установленным в ОРУ

- Конструктивные и компоновочные решения должны уменьшать напряженность электрического поля на рабочих местах таким образом, чтобы не затруднялась эксплуатация и ремонт оборудования.

- Подвесная изоляция в ОРУ должна выполняться из изоляторов, не требующих профилактических испытаний.

- Все опорные конструкции в ОРУ должны изготавливаться из железобетона или оцинкованного металла

- Эксплуатируемые ОРУ должны быть оснащены стационарными экранирующими устройствами, установка которых в данном ОРУ возможна с соблюдением требований ПУЭ.

- Каждое ОРУ должно быть оснащено комплектами экранирующей одежды и обуви (экранирующими комплектами) в соответствии с действующими нормативами.

- В зимнее время года маршруты обхода ОРУ должны очищаться от снега с тем, чтобы высота снежного покрова на экранированных участках маршрута обхода не превышала 0,6 м.

- Перед проведением работ необходимо заземлять все отключенные токоведущие части аппаратов и участки шин в пределах рабочего места. Если в процессе проведения работ предусматривается отсоединение ошиновки от аппарата, последний должен быть заземлен с помощью заземляющего проводника.

9.2 Экологичность

Рассмотрим защиту окружающей среды от загрязнений вызываемыми разливом трансформаторного масла силового трансформатора в ходе эксплуатации или механического повреждения его корпуса. Для предотвращения этих обстоятельств предусматривается установка маслоприёмников, маслоотводов, а также маслосборников.

На проектируемом объекте устанавливаются два силовых трансформатора марки ТДН-40000/110/10 габариты которого равны 6500 x 4000 x 6000 мм (Длина А x Ширина В x Высота Н) и имеющий массу масла 14740 кг. Так как масса трансформаторного масла в нем более 1 т и меньше 20 тонн, то в соответствии с [9] маслоприемник допускается выполнять без отвода масла.

Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

Конструкция маслоприемника без отвода масла приведена на рисунке 18. На рисунке 19 показаны размеры для расчета длины и ширины маслоприемника.

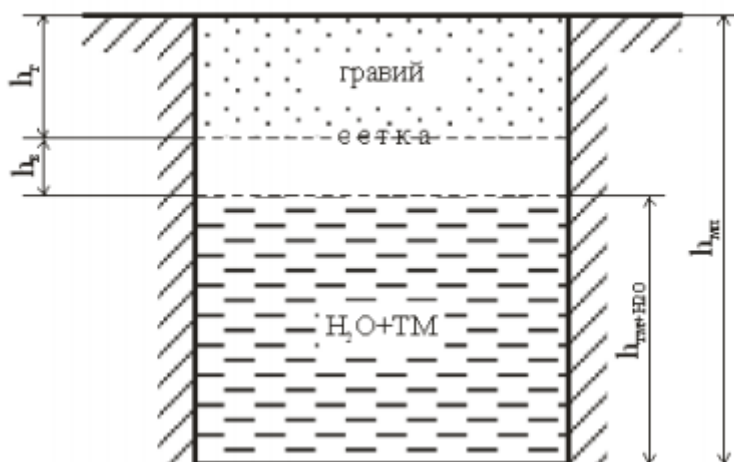


Рисунок 18 – Конструкция маслоприемника без отвода трансформаторного масла и воды

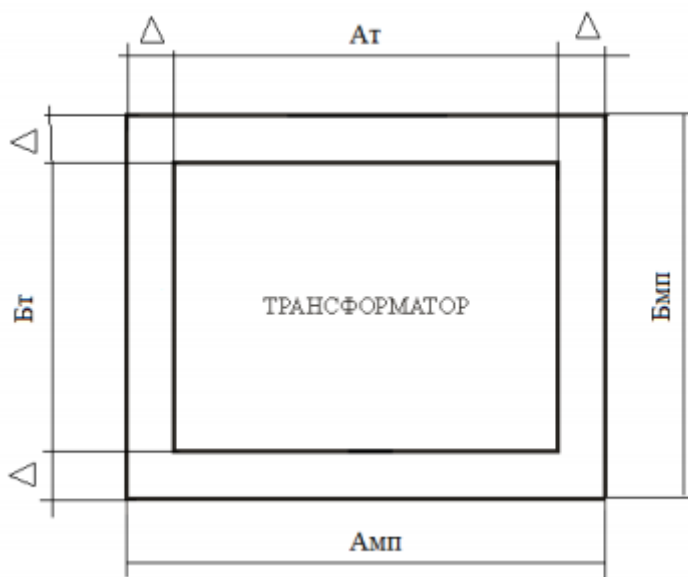


Рисунок 19 – К расчету габарита маслоприемника

Длину $A_{МП}$ и ширину $B_{МП}$ маслоприемника исходя из выше сказанного можно определить по формуле

Найдём габариты трансформатора

$$A_{МП} = A_T + 2 \cdot \Delta, \quad (171)$$

$$B_{МП} = B_T + 2 \cdot \Delta, \quad (172)$$

$$A_{МП} = 6,5 + 2 \cdot 1,5 = 9,5 \text{ м}$$

$$B_{МП} = 4 + 2 \cdot 1,5 = 7 \text{ м}$$

где A_T – длина трансформатора, м;

B_T – ширина трансформатора, м.

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника, не менее 1,5 м [9]

Площадь маслоприемника:

$$S_{МП} = A_{МП} \cdot B_{МП}, \quad (173)$$

$$S_{МП} = 9,5 \cdot 7 = 66,5 \text{ м}^2$$

Объем маслоприемника без отвода масла рассчитываем по формуле:

$$V_{МП} = V_{ТМ} + V_{ВОДА}, \quad (174)$$

где $V_{ТМ}$ – объем трансформаторного масла, м³;

$V_{ВОДА}$ – объем воды от средств пожаротушения, м³.

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}, \quad (175)$$

$$V_{TM} = \frac{14740}{880} = 16,75 \text{ м}^3$$

где M_{TM} – масса трансформаторного масла, кг;

ρ_{TM} – плотность трансформаторного масла, кг/м³ ($\rho_{TM} = (880 - 890)$ кг/м³). [6]

Объем воды от средств пожаротушения определяется по формуле:

$$V_{ВОДА} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \quad (176)$$

где I – интенсивность пожаротушения, л/(с·м²) ($I = 0,2$ л/(с·м²);

t – нормативное время пожаротушения, мин ($t = 1800$ с);

$S_{БПТ}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, м².

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H_T \cdot (A_T + B_T), \quad (177)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 6 \cdot (6,5 + 4) = 126 \text{ м}^2$$

$$V_{ВОДА} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 1800 \cdot (66,5 + 126) \cdot 10^{-3} = 55,44 \text{ м}^3$$

$$V_{МП} = 16,75 + 55,44 = 72,19 \text{ м}^3$$

Глубина маслоприемника равна:

$$h_{МП} = \frac{V_{ТМ}}{S_{МП}} + \frac{V_{ВОДЫ}}{S_{МП}} + h_B + h_{ГР}, \quad (178)$$

$$h_{МП} = \frac{16,75}{66,5} + \frac{55,44}{66,5} + 0,05 + 0,25 = 1,38 \text{ м}$$

где h_B – глубина воздушного зазора между решеткой с гравием и смесью трансформаторного масла и воды в маслоприемнике, м (не менее 50 мм);

$h_{ГР}$ – толщина гравия (щебня), м (не менее 0,25 м).

9.3 Чрезвычайные ситуации

Наиболее частыми причинами возникновения пожаров на электроустановках являются:

- Короткие замыкания;
- Перегрузка электропроводок и оборудования;
- Нагрев контактных соединений из-за высокого переходного сопротивления, обусловленного износом соединения;
- Возникновение электрической дуги в месте повреждения изоляции;
- Искрение в местах контактных соединений;

Электрооборудование, расположенное во взрыво- или пожароопасных зонах должно быть выбрано в соответствии с требованиями, приведенными в главах 7.3 и 7.4 ПУЭ.

Рассмотрим основные противопожарные мероприятия, проводимые при проектировании, эксплуатации объекта, а также меры пресечения этих чрезвычайных ситуаций.

При проектировании ПС мы должны все конструкции выполнять из негорючих материалов: молниеотводы, электротехническое оборудование

выполнено из стали; фундаменты под оборудования устанавливаются из железобетона. Так же должно быть предусмотрено наличие специальных средств пожаротушения (инвентарь).

Конструктивным исполнением ячейки КРУ - 10кВ изготовлены из металла, что способствует огнестойкости и пожаробезопасности проектируемой подстанции.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной выпускной квалификационной работе на тему «Проектирование электрической сети для электроснабжения золоторудного месторождения Чульбаткан в Хабаровском крае» была спроектирована новая электрическая сеть напряжением 110 кВ, обеспечивающая должный и бесперебойный уровень электроснабжения предприятия по добычи и обработки золотой руды.

В работе была приведена характеристика района проектирования ПС, рассчитаны нагрузки проектируемого объекта и энергорайона подключения вероятностно статистическим методом. Выбрав два конкурентно способных варианта присоединения проектируемой ПС к существующей сети, определили их номинальные напряжения работы, по методу экономических токовых интервалов произвели выбор сечения проводов. Для определения наиболее выгодного варианта присоединения проектируемого объекта провели технико-экономическое сопоставление вариантов.

В ходе выполнения работы были рассчитаны токи короткого замыкания, основываясь на полученные значения был проведён выбор оборудования подлежащего к установке на проектируемой ПС.

Определил молниезащиту для проектируемой линии электропередач и подстанции, разработал заземление на ней.

Рассчитали нормальный и послеаварийный режим после подключения объекта к сети в «ПВК RastrWin3». Описали релейную защиту и автоматику, установленную на подстанции.

В разделе безопасность и экологичность были описаны основные руководящие указания по защите персонала, обслуживающего распределительные устройства, рассмотрели защиту окружающей среды от загрязнений вызываемыми разливом трансформаторного масла силового трансформатора в ходе эксплуатации или механического повреждения его

корпуса, чрезвычайные ситуации, которые могут произойти в процессе эксплуатации электрооборудования.

По результату работы была разработана схема сети и новой подстанции таким образом, чтобы обеспечивалась надёжная работа в протяжении срока эксплуатации электрооборудования – 20 лет с наименьшим ущербом от недоотпуска электроэнергии. Были закреплены навыки по поиску и применению необходимой для расчёта информации, и знания полученные в процессе учёбы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин – Екатеринбург УГТУ-УПИ, 2005.
- 2 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2013.
- 3 Базуткин, В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для Вузов – М.: Энергоатомиздат, 2011.
- 4 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М.: издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
- 5 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов– М.:Энергоатомиздат, 1989.
- 6 Мучин, П.В. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие для вузов. Новосибирск.: СГТА, 2003.
- 7 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанции / Б.Н. Неклепаев, Крючков И.П. – Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учеб. Пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 2007.
- 8 Постановление комитета по ценам и тарифам правительства Хабаровского края № 41/1 от 27.12.2017 г.
- 9 Правила устройств электроустановок: нормативно-технич. Материал. – 7-е изд. – М.:Энергосервис, 2012.
- 10 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей
- 11 Приказ Минэнерго России от 28 февраля 2019 года №174 «Об

утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 гг.»

12 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 "О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии"

13 РД-153.-34.0-03.301-00. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2010.

14 РД 34.51.101-90. Инструкция по выбору изоляции электроустановок. – М.: Союзтехэнерго, 1990.

15 Рогалев, Н.Д. Учебное пособие для вузов Экономика энергетики/ Н.Д Рогалев, А.Г. Зубкова. – М.: Издательство МЭИ, 2005.

16 Рожкова, Л.Д., Электрооборудование электрических станций и подстанций/ Л.Д. Рожков, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – 4-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2007.

17 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / Под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – СПб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999.

18 Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под ред. Ю.Г. Барыбина, Л.Е. Федорова др. – М.: «Энергоатомиздат», 2009.

19 СТО 56947007-29.240.01.221-2016 Руководство по защите электрических сетей напряжением 110-750 кВ от грозových и внутренних перенапряжений.

20 СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. – 13.04.2009.

21 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные

электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ.
Типовые решения.

22 СТО 56947007-29.240.124-2012. Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324 тм – т1 для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС»

23 СТО ДИВГ-056-2015 Понижающие трансформаторы 35-220 кв. резервные защиты. Расчёт уставок. Методические указания.

24 СТО ДИВГ-055-2013 Трансформаторы и автотрансформаторы 35 - 220 кв. дифференциальная токовая защита. Расчёт уставок. Методические указания.

25 Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Хабаровского края на 2020-2024 годы

26 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: /Д. Л. Файбисович, И. Г. Керапетян – М.: НТФ «Энергосетьпроект», 2012.

27 Хавроничев, С.В., Рыбкина И.Ю. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования: учебное пособие. - Волгоград, 2012.

28 Электрические аппараты высокого напряжения с элегазовой изоляцией / Под ред. Ю.И. Вишневого. – СПб.: Энергоатомиздат, Санкт-Петербургское отд-ние, 2002

Приложение А. Замеры нагрузок на рассматриваемых ПС в 2020 году. Осенне-зимний период

Наименование ПС	00:00		01:00		02:00		03:00		04:00		05:00		06:00		07:00	
	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар
Белая гора	6,89	3,15	6,55	3,02	6,64	3,84	7,15	3,05	7,26	4,72	9,63	3,85	11,81	4,72	10,6	4,24
Маго	0,84	0,31	0,89	0,34	0,95	0,4	0,99	0,45	1,01	0,41	1,11	0,53	1,45	0,55	1,80	0,77
Многовершинная	10,4	4,87	10,5	4,89	10,3	4,91	10,1	4,9	10,8	4,85	11,1	5,0	11,8	5,25	12,4	5,45
НТЭЦ	7,82	3,64	8,4	3,86	8,8	3,11	9,4	3,2	9,9	3,21	9,5	3,45	10,1	3,48	11,1	3,8

Продолжение приложение А. Замеры нагрузок на рассматриваемых ПС в 2020 году. Осенне-зимний период

Наименование ПС	08:00		09:00		10:00		11:00		12:00		13:00		14:00		15:00	
	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар
Белая гора	9,13	3,65	9,92	3,97	9,1	3,64	9,2	3,68	8,6	3,44	7,8	3,12	8,5	3,4	7,73	3,97
Маго	1,1	0,48	0,98	0,41	1,15	0,46	1,14	0,45	1,21	0,51	1,05	0,41	1,6	0,68	1,85	0,78
Многовершинная	11,82	5,49	12,1	5,55	12,41	5,95	12,4	6,4	12,8	6,2	14,1	7,1	13,9	6,84	14,3	6,9
НТЭЦ	10,06	4,01	10,2	4,03	9,8	3,98	10,0	4,0	10,8	4,02	10,5	4,12	11,9	4,16	12,8	5,15

Продолжение приложение А. Замеры нагрузок на рассматриваемых ПС в 2020 году. Осенне-зимний период

Наименование ПС	16:00		17:00		18:00		19:00		20:00		21:00		22:00		23:00	
	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар
Белая гора	8,13	3,64	8,2	3,65	9,0	3,44	9,2	2,96	8,5	3,4	7,4	3,68	7,1	2,84	6,6	2,64
Маго	1,1	0,48	1,2	0,53	1,14	0,5	1,04	0,41	1,0	0,4	0,95	0,41	0,94	0,39	0,81	0,32
Многовершинная	16,8	5,8	17,55	5,4	14,2	5,2	13,6	5,4	12,1	5,45	13,72	5,48	13,4	5,12	12,5	5,32
НТЭЦ	12,86	5,12	12,4	5,0	11,1	4,18	11,4	4,11	10,5	4,04	9,8	3,97	9,4	3,94	9,6	3,85

Продолжение приложение А. Замеры нагрузок на рассматриваемых ПС в 2020 году. Весенне-летний период

Наименование ПС	00:00		01:00		02:00		03:00		04:00		05:00		06:00		07:00	
	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар
Белая гора	6,21	2,48	5,88	2,35	5,97	2,39	6,43	2,61	6,53	3,46	8,66	3,6	9,00	3,81	9,54	2,61
Маго	0,74	0,21	0,78	0,24	0,84	0,31	0,86	0,35	0,91	0,31	0,82	0,34	0,84	0,29	0,85	0,36
Многовершинная	8,9	3,97	8,4	3,99	8,2	3,92	8,3	3,94	8,9	3,91	9,2	4,1	9,8	4,11	10,3	4,34
НТЭЦ	5,79	2,35	5,1	2,46	5,9	2,28	6,5	2,24	7,4	2,95	7,9	2,56	7,86	2,64	7,97	2,78

Продолжение приложение А. Замеры нагрузок на рассматриваемых ПС в 2020 году. Весенне-летний период

Наименование ПС	08:00		09:00		10:00		11:00		12:00		13:00		14:00		15:00	
	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар
Белая гора	8,21	3,28	8,04	3,22	8,93	3,57	8,4	3,36	7,6	3,04	6,8	2,72	6,4	2,13	5,34	3,03
Маго	0,9	0,41	0,91	0,3,8	0,94	0,36	0,89	0,35	0,90	0,49	0,94	0,40	1,1	0,5	1,15	0,57
Многовершинная	9,71	4,4	10,4	4,92	10,38	4,98	10,1	5,1	10,8	5,12	11,9	5,98	11,3	5,15	15,1	6,01
НТЭЦ	8,1	3,15	8,06	3,14	7,9	2,87	8,1	3,14	7,98	3,16	7,84	3,32	8,05	3,16	8,14	3,84

Продолжение приложение А. Замеры нагрузок на рассматриваемых ПС в 2020 году. Весенне-летний период

Наименование ПС	16:00		17:00		18:00		19:00		20:00		21:00		22:00		23:00	
	Р, МВт	Q, Мвар	Р, МВт	Q, Мвар	Р, МВт	Q, Мвар	Р, МВт	Q, Мвар	Р, МВт	Q, Мвар	Р, МВт	Q, Мвар	Р, МВт	Q, Мвар	Р, МВт	Q, Мвар
Белая гора	5,51	2,2	5,9	2,36	6,26	2,51	6,42	2,57	6,58	2,63	6,13	2,45	6,21	2,51	6,78	2,7
Маго	0,91	0,39	0,92	0,4	0,92	0,36	0,91	0,39	0,95	0,38	0,91	0,37	0,84	0,36	0,77	0,29
Многовершинная	12,8	4,85	11,5	4,4	12,2	4,7	11,4	4,75	10,0	4,68	11,2	4,78	11,1	4,56	11,2	4,12
НТЭЦ	10,11	4,12	10,0	3,9	9,8	3,15	8,4	3,13	7,5	3,14	7,4	2,84	7,4	2,584	7,1	2,96