

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

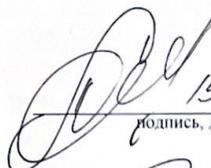
Зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 23 » 06 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы внешнего электроснабжения АО «Прииск Соловьёвский» в связи с увеличением объёма разработки рудного месторождения в районе села Соловьёвск

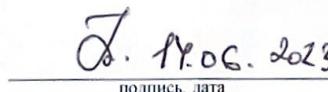
Исполнитель
студент группы 942- узб


13.06.2023
подпись, дата А.С. Южно

Руководитель
профессор,
доктор техн. наук


14.06.23
подпись, дата Н.В. Савина

Консультант:
по безопасности и
экологичности
доцент, канд. техн. наук


11.06.2023
подпись, дата А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
старший преподаватель


20.06.2023
подпись, дата Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

« 04 » 04 2023 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Юхно Александра Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы внешнего электроснабжения АО «Прииск Соловьёвский» в связи с увеличением объёма разработки рудного месторождения в районе села Соловьёвск
(утверждена приказом от 03.04.2023 № 754-У4)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Схема ПС Соловьёвск, ведомости по контрольным замерам, план АО «Прииск Соловьёвский», наименование электроприемников, нагрузка электроприемников и категоричность.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика АО «Прииск Соловьёвский», расчёт электрических нагрузок, проектирование системы низковольтного электроснабжения электромеханического цеха, разработка системы внешнего электроснабжения АО «Прииск Соловьёвский», разработка вариантов схемы внешнего электроснабжения, расчет токов короткого замыкания на шинах ПС Соловьёвск и выбор оборудования на ПС Соловьёвск, молниезащита и заземление, релейная защита и автоматика на ПС Соловьёвск, безопасность и экологичность АО «Прииск Соловьёвский»

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Варианты проектируемой системы внешнего электроснабжения для подключения АО «Прииск Соловьёвский»; результаты токов КЗ системы внешнего электроснабжения ПС Соловьёвск 110/35/10 кВ однолинейная схема ПС Соловьёвск 110/35/10 кВ; план молниезащиты Соловьёвск 110/35/10 кВ; микропроцессорная защита трансформатора типа «Сириус 3Т» на ПС Соловьёвск

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 04.04.2023.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна,
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

зав. кафедрой энергетики, доктор технических наук, профессор

Задание принял к исполнению (дата): 04.04.2023.

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 136 с., 11 рисунков, 36 таблиц, 34 использованных источника.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ГЛАВНАЯ ПОНИЗИТЕЛЬНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, НАГРУЗКА, НАПРЯЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ВКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКИ, ШИНОПРОВОД.

В выпускной квалификационной работе основная цель реконструкция системы электроснабжения АО «Прииск Соловьёвский», в связи с введением новых потребителей, при этом необходимо обеспечить бесперебойное, надежное и качественное электроснабжение новых потребителей АО «Прииск Соловьёвский».

В следствии реконструкции системы электроснабжения АО «Прииск Соловьёвский» были получены следующие результаты: рассмотрена климатическая и географическая характеристика и технологический процесс АО «Прииск Соловьёвский»; произведен расчет вновь вводимой нагрузки и АО «Прииск Соловьёвский» в целом, разработан и на основе технико-экономического сопоставления выбран вариант схемы системы внешнего электроснабжения АО «Прииск Соловьёвский» при вновь вводимых потребителях, произведен расчет токов короткого замыкания на шинах ПС Соловьёвск для выбора и проверки оборудования на ПС Соловьёвск, выбрана молниезащита и заземление ПС Соловьёвск, выбрана релейная защита и автоматика на ПС Соловьёвск, рассмотрена безопасность и экологичность АО «Прииск Соловьёвский».

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматическое включение резерва
- АПВ – автоматическое повторное включение
- ВЛ – воздушная линия электропередачи
- ВРУ – вводно-распределительные устройства
- КЗ – короткое замыкание
- КЛ – кабельная линия электропередачи
- КРУ – комплектное распределительное устройство
- ЛВС – локальная вычислительная сеть
- МТЗ – максимальная токовая защита
- ОРУ – открытое распределительное устройство
- ПА – противоаварийная автоматика
- ПС – подстанция
- РЗА – релейная защита и автоматика
- РУ – распределительное устройство
- СТМ – система телемеханики
- ТИ – телеизмерения
- ТН – трансформатор напряжения
- ТО – токовая отсечка
- ТП – трансформаторная подстанция
- ТС – телесигнализация
- ТТ – трансформатор тока
- ЭП – электроприемник

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	4
Введение	7
1 Характеристика АО «Прииск Соловьёвский»	9
1.1 Краткое описание района, в котором находится АО «Прииск Соловьёвский»	9
1.2 Краткое описание АО «Прииск Соловьёвский»	10
1.3 Технологический процесс АО «Прииск Соловьёвский»	12
1.4 Характеристика электроприёмников объекта АО «Прииск Соловьёвский»	17
1.5 Характеристика центров питания	18
2 Расчёт электрических нагрузок	21
2.1 Расчёт низковольтной нагрузки	21
2.2 Расчёт осветительной нагрузки АО «Прииск Соловьёвский»	32
2.3 Расчёт электрической нагрузки АО «Прииск Соловьёвский»	33
3 Разработка схемы внешнего электроснабжения АО «Прииска Соловьёвский» при реконструкции	39
3.1 Разработка вариантов конфигурации сети схемы внешнего электроснабжения АО «Прииск Соловьёвский»	39
3.2 Выбор пункта приема электроэнергии, разработка его однолинейной схемы и конструктивное исполнение	46
3.3 Выбор номинального напряжения	47
3.4 Компенсация реактивной мощности	48
3.5 Выбор числа и мощности трансформаторов	50
3.6 Выбор марки и сечения питающих линий	54
4 Техничко-экономическое сравнение двух вариантов	57
5 Расчёт токов короткого замыкания	61
5.1 Расчёт токов КЗ в сети 110,35,10 кВ	61
6 Выбор и проверка оборудования на ПС Соловьёвск	66

6.1	Выбор и проверка выключателей	66
6.2	Выбор и проверка разъединителей	72
6.3	Выбор трансформатора тока	74
6.4	Выбор трансформатора напряжения	82
6.5	Выбор жестких шин	87
6.6	Выбор опорных изоляторов	91
6.7	Выбор ограничителей перенапряжения	93
7	Молниезащита и заземление ПС Соловьевск	97
7.1	Заземление подстанции Соловьевск	97
7.2	Защита от прямых ударов молнии	102
8	Релейная защита	105
8.1	Общие принципы построения защит	105
8.2	Защита силового трансформатора	106
8.3	Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	109
8.4	Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	110
8.5	Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	114
8.6	Выбор уставок максимальной токовой защиты	115
8.7	Микропроцессорная защита «Сириус-ТЗ»	117
9	Безопасность и экологичность	120
9.1	Безопасность	120
9.2	Производственная санитария	122
9.3	Техника безопасности	124
9.4	Экологичность	124
9.5	Чрезвычайные ситуации	127
	Заключение	133
	Библиографический список	134

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время территория Тындинского района является очень перспективной с точки зрения экономического развития, предусмотренного в рамках федеральной целевой программы «Экономическое и социальное развитие Дальнего Востока на период до 2028 года». Активное развитие и увеличение электропотребления до 2028 года связано с ростом объемов добычи руд и песков драгоценных металлов (золота, серебра, металлов платиновой группы) АО «Прииск».

Актуальность темы обусловлена тем, что в перспективе на АО «Прииск Соловьёвский» планируется помимо добычи окисленной руды, отработка первичных руд. В результате чего, необходимо спроектировать дополнительные цеха и корпуса для реализации работ. Электрические нагрузки увеличиваются, существующей системы электроснабжения недостаточно для обеспечения бесперебойного и надежного электроснабжения прииска, поэтому появляется необходимость в их реконструкции.

Основной целью выпускной квалификационной работы является реконструкция системы электроснабжения АО «Прииск Соловьёвский», в связи с введением новых потребителей, при этом необходимо обеспечить бесперебойное, надежное и качественное электроснабжение вновь вводимых потребителей АО «Прииск Соловьёвский».

Для реализации поставленной цели в выпускной квалификационной работе решены следующие задачи:

- разработка вариантов схем внешнего электроснабжения вновь вводимой нагрузки к существующей сети;
- выбор оптимального варианта электроснабжения на основе технико-экономического сопоставления из предложенных вариантов;
- выбор и проверка высоковольтного и низковольтного электрооборудования на ПС Соловьёвск;
- выбор релейной защиты и автоматики на ПС Соловьёвск;

- рассмотрены вопросы безопасности и экологичности проекта.

В результате реконструкции системы электроснабжения АО «Прииск Соловьёвский» были рассмотрены следующие разделы: в первом разделе рассмотрена расположение и технологический процесс АО «Прииск Соловьёвский», климатические характеристики для выбора оборудования; во втором разделе произведен расчет вновь вводимой нагрузки и АО «Прииск Соловьёвский» в целом, в третьем разделе разработка схемы системы внешнего электроснабжения АО «Прииск Соловьёвский» при вновь вводимых потребителях, в четвертом разделе выбор оптимального варианта электроснабжения на основе технико-экономического сопоставления из предложенных вариантов, в пятом разделе расчет токов короткого замыкания на шинах ПС Соловьёвск, в шестом разделе выбор оборудования на ПС Соловьёвск, в седьмом разделе молниезащита и заземление ПС Соловьёвск, в восьмом разделе релейная защита и автоматика на ПС Соловьёвск, в девятом разделе безопасность и экологичность АО «Прииск Соловьёвский».

Источниками информации служат специальная литература, справочники, инструкции, руководящие указания, ГОСТы.

Для выполнения данных задач используется следующее лицензионное программное обеспечение: Microsoft Office Word, Microsoft Office Excel, Microsoft Office Visio, Mathcad.

К выпускной квалификационной работе прилагается 6 листов графической части, в формате А1, выполненной в программе Microsoft Office Visio.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА АО «ПРИИСК СОЛОВЬЁВСКИЙ»

1.1 Краткое описание района, в котором находится АО «Прииск» Соловьёвский

Прииск Соловьёвск по географическим признакам находится на окраине с селом Соловьёвск в Тындинском районе. Расстояние от села Соловьёвска до прииска составляет 25 км.

Тындинский район расположен в северо-западной части Амурской области. На западе граничит с Забайкальским краем, на севере и северо-западе – с Якутией, на востоке – с Зейским, на юго-востоке – с Магдагачинским, на юге – со Сковородинским районами области. Площадь территории – 83,3 тыс. км². Тындинский район давно называют северной жемчужиной Амурской области. Район богат природными ресурсами. На протяжении 142 лет здесь добывается золото, ведётся освоение месторождений титаномагнетитовых руд, заготовка леса. В районе находятся огромные запасы апатитов, анортозитов, мраморов, каменного угля и других полезных ископаемых[32].

АО «Прииск» Соловьёвский расположено в 29 км к северу от села Невер Сковородинского района (станция Большой Невер на Транссибе).

Расстояние до районного центра Тындинского района города Тынды около 120 км (на север по автодороге «Лена»). АО «Прииск» Соловьёвский расположен в долине реки Джалинда. От АО «Прииск» Соловьёвский на запад идёт дорога к селу Янкан, на восток — к сёлам Уркан и Бугорки. Расположение АО «Прииск» Соловьёвский на карте представлено на рисунке 1 [32].

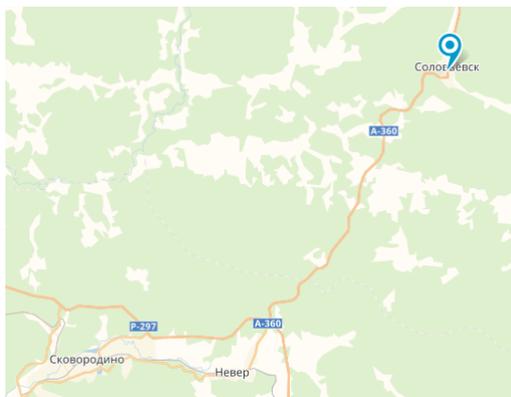


Рисунок 1 – Расположение АО «Прииск» Соловьёвский

На АО «Прииск» Соловьевский климат резко континентальный. Зима очень морозная (средняя температура января минус 30 °С), а лето достаточно жаркое и умеренно-влажное (средняя температура июля 23 °С), с большими суточными колебаниями (днём бывает жара до 30 °С, а ночью холодает до 16°С) [33].

При составлении климатических характеристик в АО «Прииск» Соловьевский были использованы нормативные данные согласно ПУЭ, и статистические данные [33]. Исходные и расчетные значения сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические условия

№ п/п	Климатические условия	Расчетные величины
1	Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха, °С	-30
2	Средняя из абсолютных максимумов температура воздуха, °С	+27
3	Низшая температура воздуха, °С	-35
4	Среднегодовая температура воздуха, °С	-4,2
5	Район по ветру 25 летней повторяемости	I
6	Нормативное ветровое давление, м/сек	20 м/сек
7	Преобладающее направление ветра	СЗ
8	Среднегодовая скорость ветра, м/с	2,6
9	Годовое количество осадков, мм	510
10	Район по гололеду 25 летней повторяемости	II
11	Нормативная стенка гололеда, мм	25
12	Температура гололедообразования, °С	-5
13	Высота снежного покрова, макс/средняя, см	60/20
14	Сейсмичность района, баллы (группа В)	6
15	Число грозных часов в год	20
16	Продолжительность отопительного периода, сутки	270
17	Глубина промерзания грунта, м	2,58
18	Удельное сопротивление грунта, Ом	100

1.2 Краткое описание АО «Прииск Соловьёвский»

Золотоизвлекающее предприятие АО «Прииск Соловьёвский» базируется на месторождении «Соловьёвск» в Тындинском районе Амурской области.

Цель производства – добыча золота и серебра из золотосодержащей руды месторождения «Соловьевск».

В соответствии с проектом добыча руды осуществляется открытым способом. (Проектная документация: Увеличение объема разработки рудного месторождения и введение в эксплуатацию объектов рассыпной золотодобычи в районе с. Соловьевск).

По технологическому типу руды месторождения разделяются на легкоцианируемые и упорные. К легкоцианируемым относятся окисленные и кварцевые руды, которые перерабатываются по технологии прямого сорбционного цианирования на «Пусковом комплексе». Среднее содержание золота в товарной руде по проекту 4,75 г/т, серебра – 1,06 г/т. Извлечение золота из легкоцианируемых руд по проекту – 85,5 %.

Упорные руды (первичные) будут перерабатываться по флотационно-автоклавной схеме, предусмотренной в «Полном развитии».

Режим работы фабрики круглосуточный, 365 суток в год.

Готовой продукцией ЗИФ является катодный осадок, который перерабатывается в плавильном отделении ЗИФ-1 АО «Прииск Соловьёвский» в слитки черного золота – сплав Доре. Товарной продукцией являются золотые и серебряные слитки производства аффинажного завода (ГОСТ 28058–89 и ГОСТ 28595–90).

Технология переработки золотосодержащей руды состоит из следующих основных стадий и операций:

- рудоподготовка, включающая в себя прием руды и ее крупное дробление;
- измельчение в две стадии в мельнице полусамоизмельчения и шаровых мельницах; при измельчении осуществляется первичное цианирование;
- сгущение измельченного материала перед цианированием;
- предварительное цианирование;
- сорбционное цианирование;
- регенерация смолы;

- электролиз;
- сьем и сушка катодного осадка;
- складирование отвальных хвостов в хвостохранилище наливного типа и полный водооборот из хвостохранилища (неосновной, временный вариант – до полного ввода в работу узла фильтрации хвостов).

1.3 Технологический процесс АО «Прииск Соловьёвский»

АО «Прииск Соловьёвский» осуществляющие первичную переработку исходного сырья – твердых полезных ископаемых – для получения из него продуктов высокой технической ценности, предназначенных для дальнейшего промышленного использования.

Исходным сырьем, перерабатываемым на обогатительных комбинатах, является: руда цветных металлов (медная, оловянная, медно-никелевая, вольфрам-молибденовая, свинцово-цинковая и др.); руда черных металлов (железная, хромовая, марганцевая); неметаллические полезные ископаемые (фосфорная, графитовая, калийная руда, прочие материалы).

Рассмотрим технологический процесс рудоподготовки и гидрометаллургии.

Участок рудоподготовки включает в себя отделения дробления, измельчения и сгущения. Ниже описаны технологические операции, проводимые в этих отделениях.

- Отделение дробления расположено в корпусе крупного дробления, представляющего собой здание с бункером приема исходной руды. На бункере установлен колосниковый грохот.

Исходная руда крупностью –750 мм доставляется автосамосвалами и сгружается в бункер.

Из бункера руда с помощью пластинчатого поступает в щековую дробилку с простым движением щеки, где происходит её дробление до крупности не более 250 мм. После дробления руда поступает на ленточный конвейер, с помощью которого транспортируется в отделение измельчения.

Перед поступлением в измельчение руда взвешивается на ленте конвейерными весами.

- Отделение измельчения расположено в корпусе измельчения, имеющем размеры 60×24 м. Дробленая руда с помощью ленточного конвейера вместе с комовой негашеной известью подается на I стадию измельчения в мельницу мокрого полусамоизмельчения типа «Каскад» ММПС, которая работает в замкнутом цикле со спиральным классификатором. Вместе с рудой в мельницу подаются пески классификатора и обратная вода из бака-аккумулятора объемом 1000 м³ для поддержания 80 – 85 % содержания твердого в измельчаемом материале.

Слив классификатора, содержащий 65 - 70 % твердого, переливается через сливной порог, проходит через сетку для улавливания крупной щепы и через распределительный короб поступает в зумпфы. В эти зумпфы поступает также разгрузка соответствующей шаровой мельницы МШЦ, а также часть слива гидроциклонов и обратная вода из для поддержания уровня в зумпфах.

Пульпа из зумпфа с помощью насоса подается на одну из четырех батарей гидроциклонов, каждая из которых состоит из 5-и гидроциклонов CAVEX.

Пески гидроциклонов с содержанием твердого 70 - 75 % самотеком поступают на II стадию измельчения в шаровую мельницу МШЦ 32×54.

Разгрузка шаровой мельницы МШЦ 32×54 поступает в зумпф.

В отсутствие системы сгущения пульпа слива гидроциклонов из зумпфа насосом подается непосредственно в отделение цианирования и сорбции, при наличии системы сгущения – в сгуститель.

- Отделение сгущения, пульпа слива гидроциклонов поступает в питающий колодец сгустителя тангенциально (по касательной). В этот же колодец подается раствор флокулянта из установки приготовления и дозирования флокулянта, а также обратная вода для разбавления пульпы. Поступающая в питающий колодец пульпа также разбавляется верхней частью осветленного раствора, предусмотренной конструкцией сгустителя. При

смешивании разбавленной пульпы и раствора флокулянта из мелких частиц твердой фазы образуются более крупные частицы – флокулы. Флокулы обладают большей скоростью осаждения (седиментации) по сравнению с отдельными мелкими частицами. В нижней части сгустителя происходит уплотнение сгущенного продукта, который с помощью граблин транспортируется в центральную нижнюю часть сгустителя к месту разгрузки. В верхней части сгустителя раствор осветляется, равномерно переливается через край чаши (чана) сгустителя по всему её периметру и стекает по концентрическому сливному желобу к месту сбора слива сгустителя.

Сгущенная пульпа от места разгрузки с помощью насоса подается на дальнейшую переработку в отделение цианирования и сорбции.

Участок гидromеталлургии расположен в корпусе сорбции. Участок гидromеталлургии включает в себя отделения:

- цианирования и сорбции;
- регенерации;
- электролиза;
- приготовления растворов реагентов (реагентное отделение);
- узел фильтрации хвостовой пульпы.

Ниже описаны технологические операции, проводимые в этих отделениях.

Отделение цианирования и сорбции.

При работе отделения сгущения на цианирование поступает пульпа, с помощью насоса.

Пульпа подается по трубопроводу, снабженному расходомером, показания которого используются для оперативного учета переработки наряду с другими средствами измерения (автомобильными весами (при их наличии) и конвейерными весами).

В пачуках цианирования, оборудованных системой барботажа воздухом, пульпа интенсивно перемешивается, и её жидкая фаза насыщается кислородом

воздуха. Таким образом, в пачуках цианирования создаются и поддерживаются необходимые условия для интенсивного протекания реакции цианирования.

Т.к. в сорбционных пачуках одновременно протекают процессы цианирования (выщелачивания) и сорбции, такой совмещенный процесс часто называют сорбционным цианированием.

Отделение регенерации.

Все операции в отделении регенерации выполняются в шести регенерационных колоннах, причем постоянно в работе находятся 5 колонн. Колонны соединены в одну технологическую цепочку, в которой осуществлен противоточный режим, т.е. смола от колонны к колонне передвигается в одну сторону, а рабочие растворы (или вода для отмывки) – в противоположную. Смола передвигается в автоматическом режиме равными объемными порциями с задаваемой периодичностью.

Цианидные комплексы металлов-примесей, имеющие меньшее сродство к смоле, значительно легче по сравнению с цианидным комплексом золота десорбируются со смолы.

В свою очередь золото, сорбируется на смолу, при этом содержание золота в смоле увеличивается. Серебро в процессе донасыщения занимает промежуточное положение между золотом и металлами-примесями.

Отделение электролиза и сушки катодного осадка.

Из напорного бака товарный регенерат самотеком поступает на электролиз в электролизеры, расположенные каскадным способом и соединенные между собой последовательно. Товарный регенерат поступает в ванну электролизера №1 и самотеком перетекает до электролизера №4, объединяясь по золоту в ходе движения по цепочке электролизеров. На катоды и аноды электролизеров от нереверсивного выпрямителя марки ВГ-ТПВ-3,15к-24-0-УХЛ4 подается постоянный электрический ток.

Под действием постоянного электрического тока на катодах и анодах электролизеров идут электрохимические реакции, в результате на катодах восстанавливается золото и серебро и образуется катодный осадок.

Периодически, два–три раза в месяц производится сбор и удаление (съем) с электролизеров катодного осадка. Для этого прекращается подача товарного регенерата, выключается выпрямитель, отсоединяются шлейфы электропитания (токоподводы), из ванны каждого электролизера поочередно вынимается электродная сборка и устанавливается на специальный стенд для съема катодного осадка.

Вместо вынутой электродной сборки в ванну электролизера устанавливается подготовленная к работе сборка из числа находящихся в обороте, и процесс электролиза возобновляется.

Высушенный катодный осадок, являющийся сырьем для процесса плавки, помещается в специальную тару, взвешивается, опломбируется и учитывается в рабочем журнале. Далее катодный осадок вместе с сопроводительными документами перемещается на ЗИФ-1 АО «Прииск Соловьёвский», где по известной технологии производится его плавка с получением готовой продукции - слитков сплава Доре. Все операции по получению слитков сплава Доре из сырья, принадлежащего АО «Прииск Соловьёвский», а также взвешиванию полученного металла, отбору проб, анализу, хранению, учету и отгрузке готовой продукции ведутся отдельно от аналогичных операций по переработке сырья, принадлежащего другим собственникам.

Все цеха и корпуса АО «Прииск Соловьёвский» приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Наименование цехов, корпусов и их установленная мощность АО «Прииск Соловьёвский»

1	2	3
№	Наименование цехов и корпусов	Суммарно - установленная мощность $P_{\Sigma \text{уст}}$ кВт
1	2	3
Потребители 0,4 кВ		
1	Электромеханический цех	398,9
2	Корпус крупного дробления (ККД) №1	697
3	Корпус измельчения №1	380.1
4	Котельная водогрейная	959.2
5	Хоз. Питъевая насосная	180.1
6	Сорбция №1	362.9

1	2	3
7	Фильтрация	273.4
8	Энергоцех	147.7
9	АБК, столовая	221.9
10	Пробирно-аналитич. лаборатория	204.7
11	Сгуститель №1	391.4
12	Компрессорная №1	901.8
13	Сгуститель №2	442.2
14	Сорбция №2	392.2
15	Компрессорная №2	952.8
16	Корпус крупного дробления (ККД) №2	701.3
17	Корпус измельчения №2	817.7
18	Корпус крупного дробления (ККД) №3	765.8
19	Корпус измельчения №3	626.6
20	Канализационная очистка (БИО)	255.2
21	Насосная станция оборотного водоснабж.№1	2320.7
22	Насосная станция технического водоснабж.№1	1684.1
23	Транспортный комплекс	1914.4
Потребители 10 кВ		
1	Мельницы, 2 шт. (синхронные двигатели)	1600

Наименование цехов, корпусов и их установленная мощность необходима для дальнейшего расчета электрических нагрузок вновь вводимых объектов АО «Прииск Соловьёвский».

1.4 Характеристика электроприёмников объекта АО «Прииск Соловьёвский»

Проведем характеристику электроприемников всего АО «Прииск Соловьёвский» с учетом вновь вводимых цехов и корпусов.

К основным потребителям электроэнергии предприятия относятся:

на напряжение до 1000 В (0,4/0,23 кВ) переменного тока — электродвигатели производственных механизмов (дробилки, питатели, конвейеры, магнитные сепараторы, насосы, вентиляторы, освещение)

на напряжение 6—10 кВ переменного тока — электродвигатели мощностью свыше 250 кВт (мельницы);

По степени надежности электроснабжения в соответствии с Правилами устройства электроустановок электроприемники предприятия в основном

относятся к категории II и III. Электрические нагрузки электроприемников категории I обычно незначительны. К ним относятся механизмы, перерыв в электроснабжении которых приводит к порче дорогостоящего оборудования.

В процентном соотношении АО «Прииск Соловьёвский»:

1 категория – аварийная вентиляция, водопонижающие и водооткачивающие установки (5%);

2 категория – электропечи, экскаваторы, мельницы, дробилки, электромеханический цех, энергоцех (60 %);

3 категория – все остальные электроприемники (35 %).

Правильное построение схем электроснабжения для предприятия — главное условие обеспечения надежного питания электроэнергией потребителей.

По режиму работы на АО «Прииск Соловьёвский» ЭП работают с продолжительным режимом работы, в этом режиме ЭП могут работать длительное время без превышения температуры отдельных частей механизма выше допустимой, с кратковременным режимом работы, где рабочий период не настолько длителен, что бы температура отдельных частей механизма достигала установившегося значения, а период остановки таков, что они успевают охлаждаться до температуры окружающей среды, и повторнократковременным режимом работы, в этом случае формируется с кратковременным периодом отключение, при этом нагрев не превосходит допустимого, а охлаждение не допускает температуры окружающей среды. ЭП являются низковольтными и маломощными потребителями. По степени надежности относятся ко второй группе.

1.5 Характеристика центров питания

Основным источником питания существующей сети для электроснабжения АО «Прииск Соловьёвский» является ПС Сковородино 220/110/35/10 кВ.

ПС Сковородино является подстанцией системообразующей сети 220 кВ Амурской области. Распределительное устройство на 220, 110 кВ ПС

Сковородино выполнено по схеме «Одна секционированная система шин». На подстанции установлено два автотрансформатора АТДН 63000/220/110/35 кВ и трехобмоточный трансформатора типа ТДТН 25000/220/35/10 кВ. Распределительное устройство 35 кВ и 10 кВ выполнены по схеме: «Одна секционированная система шин»

По географическим признакам проектируемая сеть 35-110 кВ ближе всего расположена к ПС Сковородино.

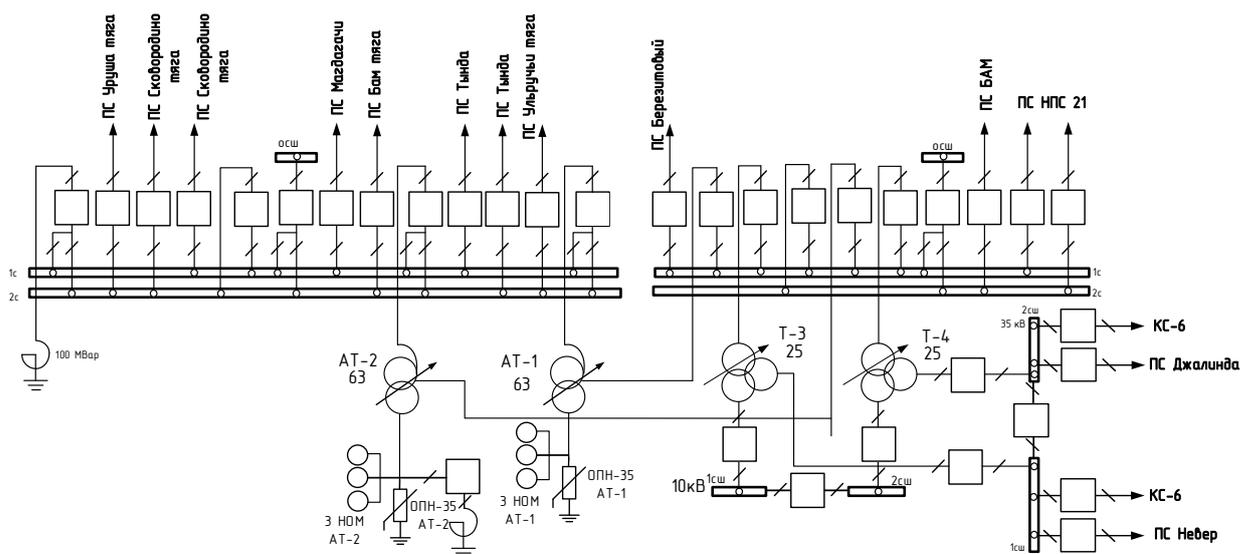


Рисунок 2 – Упрощенная схема ПС Сковородино

Загрузка автотрансформаторов АТ1 и АТ2 на ПС Сковородино согласно данным зимнего контрольного замера 21.12.2022 г. составляет 35 % и 65 %, а Т3, Т4 составляет 37% и 62% (ведомость замера предоставлена в ПАО «Россети» Амурское ПМЭС).

Существующая нагрузка АО «Прииска Соловьевский» питается от ПС Соловьевск 35/6 кВ.

ПС Соловьевск является проходной подстанцией в сети 35 кВ. Распределительное устройство на ОРУ 35 кВ выполнено «Одна рабочая система шин», ОРУ 10 кВ выполнено по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». ПС Соловьевск 35/6 кВ установлено два двухобмоточных трансформатора типа ТМН -6300/35/6.

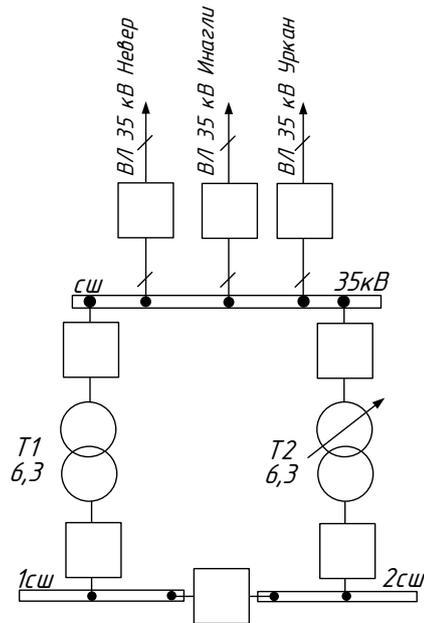


Рисунок 3 – Упрощенная схема ПС Соловьёвск

Согласно ведомостям зимнего контрольного замера 21.12.2022 г. (ведомость замера предоставлена в АО «ДРСК» «Амурские электрические сети») определим существующую загрузку трансформаторов Т-1 и Т-2 на ПС Соловьёвск:

$$K_{зТ1} = \frac{S_p}{S_{\text{тном}}} = \frac{2,69}{6,3} = 0,43 \text{ о.е.} \quad (1)$$

$$K_{зТ2} = \frac{S_p}{S_{\text{тном}}} = \frac{0,74}{6,3} = 0,12 \text{ о.е.} \quad (2)$$

2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Рассмотрим расчет электрических нагрузок вновь водимых цехов и корпусов, в качестве примера проведем расчет для электромеханического цеха.

2.1 Расчёт низковольтной нагрузки

Для определения расчётной мощности низковольтной нагрузки рассмотрим метод, использующий коэффициент расчетной нагрузки. Этот метод по сравнению с другими обеспечивает наибольшую точность [10].

Вновь водимый электромеханический цех предназначен для подготовки заготовок из металла для электрических машин с последующей их обработкой различными способами.

Наименование ЭП и его характеристики приведены в таблице 3.

Таблица 3-Наименование ЭП и их характеристики

№	Наименование электроприемника	№ на плане	Кол. ЭП	Рном, кВт	Ku	tgφ
1	Краны мостовые	1,21	2	25	0,1	1,73
2	Манипуляторы электрические	2,3,22,23	4	3,5	0,1	1,73
3	Точильно-шлифовальные станки	6,28	2	1,8	0,14	1,73
4	Настольно-сверлильные станки	7,8,26,27	4	2	0,14	1,73
5	Токарные полуавтоматы	9,10,29,30	4	9,5	0,17	1,17
6	Токарные станки	11,12,13,14	4	10,5	0,14	1,73
7	Слиткообдирочные станки	15-20,33-37	11	1,5	0,17	1,17
8	Горизонтально-фрезерные стан	24,25	2	7,5	0,14	1,73
9	Продольно-строгальные станки	31,32	2	9,5	0,17	1,17
10	Анодно-механические станки	38,39,40	3	65	0,17	1,17
11	Тельфер	41	1	5	0,1	1,73
12	Вентиляторы	42,43	2	4	0,6	0,75

Схема электромеханического цеха представлена на рисунке 4.

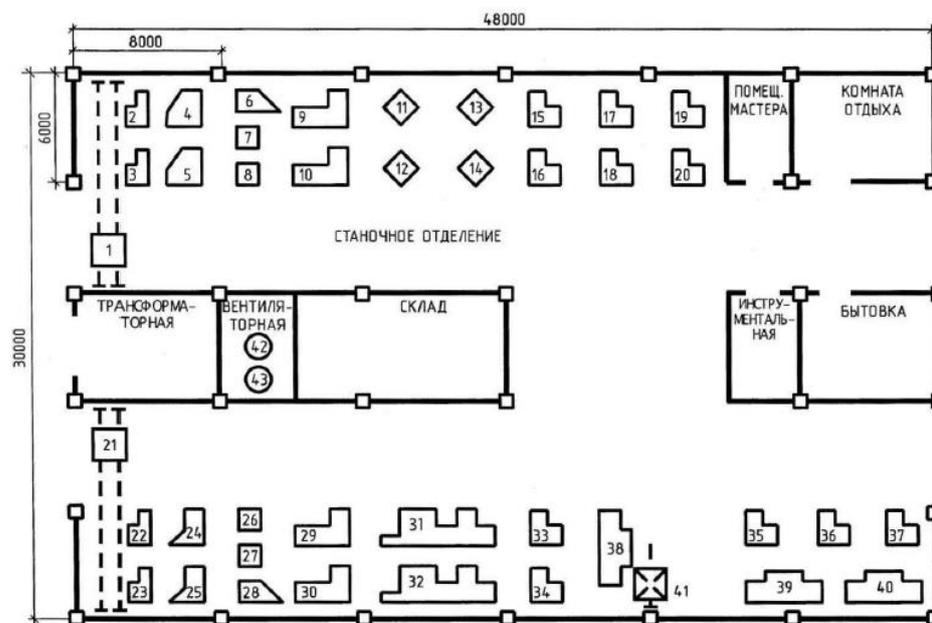


Рисунок 4 – План электромеханического цеха

Если расчет электрических нагрузок проводится для низковольтного электроснабжения, то расчет проводится по второму этапу, где коэффициент расчетной нагрузки больше 1 [31].

Расчет электрических нагрузок производится в два этапа:

Порядок расчета по первому этапу следующий:

1. Для цеха ЭП делятся на характерные категории, к одной характерной категории относят ЭП имеющие одинаковые технологические назначения и близкие значения коэффициента использования.

2. Для каждой характерной категории определяется номинальная суммарная мощность:

$$P_{ном\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{номi} ; \quad (3)$$

3. Определение средней активной и реактивной мощности для каждого ЭП:

$$P_{cp} = K_u \cdot P_{ном} ; \quad (4)$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\varphi ; \quad (5)$$

где $P_{ном}$ - номинальная мощность ЭП; $P_{ном\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{номi}$

K_u - коэффициент использования для данного ЭП;

P_{cp} - средняя активная мощность ЭП;

$tg\varphi$ - коэффициент реактивной мощности;

Q_{cp} - средняя реактивная мощность для данного ЭП;

4. Определяется суммарная средняя мощность по каждой характерной категории:

$$P_{cp\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{cpi} ; \quad (6)$$

$$Q_{cp\Sigma} = \sum_{i=1}^n Q_{cpi} , \quad (7)$$

где $P_{cp\Sigma}$, $Q_{cp\Sigma}$ - суммарная активная и реактивная мощность каждой характерной категории.

5. Определение средневзвешенного коэффициента использования и средневзвешенного коэффициента мощности по характерной категории:

$$K_{иср} = \frac{P_{cp\Sigma}}{P_{ном\Sigma}} ; \quad (8)$$

$$tg\varphi = \frac{Q_{cp\Sigma}}{P_{cp\Sigma}} ; \quad (9)$$

6. Определение эффективного числа ЭП. Эффективное число ЭП – это такое число ЭП одинаковой мощности с однородным режимом работы, которое обуславливает те же значения расчетной нагрузки, что и группа ЭП различной мощности.

$$n_э = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^n P_{номi}}{P_{ном\max}} ; \quad (10)$$

Если полученное значение n_3 больше фактического числа ЭП, то принимается $n_3 = n_{\phi}$.

7. Определение коэффициента расчетной нагрузки. Расчетный коэффициент характеризует отношение расчетной активной мощности к средней мощности для группы ЭП с эффективным числом больше 2.

Коэффициент расчетной нагрузки является функцией зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭП:

$$k_p = f(k_{u.cp}; n_{\text{эф}})$$

8. Определение расчетной нагрузки:

$$P_p = K_p \cdot P_{cp\Sigma}; \quad (11)$$

$$Q_p = K_p \cdot Q_{cp\Sigma}, \text{ если } K_p \leq 1$$

$$Q_p = 1.1 \cdot Q_{cp\Sigma}, \text{ если } K_p > 1 \text{ и } n_{\text{эф}} \leq 10; \quad (12)$$

$$Q_p = Q_{cp\Sigma}, \text{ если } K_p > 1 \text{ и } n_{\text{эф}} > 10; \quad (13)$$

9. Определение суммарной расчетной нагрузки цеха, как сумма расчетной мощности силовой нагрузки и осветительной:

$$P_{p\Sigma} = P_p + P_{po}; \quad (14)$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_p + Q_{po}; \quad (15)$$

Здесь расчетная мощность осветительной нагрузки определяется по формуле:

$$P_{po} = A \cdot B \cdot p_{yo} \cdot K_u, \quad (16)$$

где A, B - длина и ширина цеха соответственно;

p_{yo} - показатель удельной мощности осветительной установки на единицу площади;

K_u - коэффициент использования освещения;

10. Для определения суммарной нагрузки по предприятию в целом учитывают коэффициент одновременности максимумов нагрузки:

$$P_{предп} = \sum_1^n K_0 \cdot P_{p\Sigma}; \quad (17)$$

$$Q_{предп} = \sum_1^n K_0 Q_{p\Sigma}; \quad (18)$$

ЭП электромеханического цеха разделены на 3 группы:

Рассмотрим пример для 1 группы:

Для характерной категории определяется номинальная суммарная мощность:

$$P_{ном\Sigma} = 4 \cdot 2 = 8 \text{ кВт.}$$

Определение средней активной и реактивной мощности:

$$P_{cp1} = 4 \cdot 0,6 = 2,4 \text{ кВт};$$

$$Q_{cp} = 2,4 \cdot 0,75 = 1,8 \text{ кВар.}$$

Определяется суммарная средняя мощность для первой характерной категории:

$$P_{cp\Sigma1} = 2,4 \cdot 2 = 4,8 \text{ кВт};$$

$$Q_{cp\Sigma1} = 1,8 \cdot 2 = 3,6 \text{ кВар.}$$

Определение средневзвешенного коэффициента использования и средневзвешенного коэффициента:

$$K_{исп} = \frac{4,8}{8} = 0,6;$$

$$tg \varphi = \frac{3,6}{4,8} = 0,75;$$

Определяем эффективного числа ЭП:

$$n_3 = \frac{(2 \cdot 8)}{4} = 4;$$

Определяем коэффициент расчетной нагрузки:

$$K_p = 1,46;$$

Определяем расчетные нагрузки:

$$P_p = 1,46 \cdot 4,8 = 7,01 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 1,1 \cdot 3,6 = 3,96 \text{ кВар}.$$

Для второй и третьей группы электроприемников расчет аналогичный.

Находим осветительную нагрузку:

$$P_{осв} = 48 \cdot 30 \cdot 0,024 \cdot 0,85 = 29,376 \text{ кВт};$$

$$Q_{осв} = P_{осв} \cdot 0,88 = 29,376 \cdot 0,88 = 25,851 \text{ кВар}.$$

Находим суммарную нагрузку цеха:

$$P_{\Sigma} = 7,01 + 143,202 + 18,453 + 29,376 = 198,9 \text{ кВт};$$

$$Q_{\Sigma} = 3,96 + 90,569 + 10,238 + 25,851 = 131,1 \text{ кВар}.$$

Определяем полную нагрузку цеха и расчетный ток:

$$S = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}; \quad (19)$$

$$S = \sqrt{198,9^2 + 131,1^2} = 238 \text{ кВА};$$

$$I = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4}; \quad (20)$$

$$I = \frac{238}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 344 \text{ А}.$$

Результаты расчета остальных групп сведем в таблицу 4.

Таблица 4 - Расчет электрических нагрузок по электромеханическому цеху

Группа	Электроприемники	$P_{уст}$ кВт	n шт.	$P_{\Sigma уст}$ кВт	$K_{и}$	$tg\phi$	$P_{ср}$ кВт	$Q_{ср}$ кВар	$n_{э}$ шт	K_p	P_p кВт	Q_p кВар	S_p кВА
1	Вентиляторы	4	2	8	0,6	0,75	4,8	3,6					
	итого			8			4,8	3,6	4	1,46	7,01	3,96	
2	Точильно-шлифовальные станки	1,8	2	3,6	0,14	1,73	0,51	0,88					
	Настольно-сверлильные станки	2	4	8	0,14	1,73	1,12	1,94					
	Токарные полуавтоматы	9,5	4	38	0,17	1,17	6,46	7,56					
	Токарные станки	10,5	4	42	0,14	1,73	5,88	10,17					
	Слиткообдирочные станки	1,5	11	16,5	0,17	1,17	2,81	3,29					
	Горизонтально-фрезерные станки	7,5	2	15	0,14	1,73	2,1	3,63					
	Продольно-строгальные станки	9,5	2	19	0,17	1,17	3,23	3,78					
	Анодно-механические станки	65	3	195	0,17	1,17	33,15	38,79					
	итого			337,1			65,1	82,34	10	2,2	143,2	90,6	
3	Краны мостовые	12,5	2	25	0,1	1,73	2,5	4,33					
	Манипуляторы электрические	3,5	4	14	0,1	1,73	1,4	2,42					
	Тельфер	5	1	5	0,1	1,73	0,5	0,87					
	итого			53,8			5,38	7,61	6	3,43	18,5	10,3	
	Осветительная нагрузка										29,4	25,9	
	Итого по цеху			398,9			75,3	93,5			198,9	131,1	238

Для остальных цехов и корпусов АО «Прииск Соловьёвский» расчёт низковольтной нагрузки произведем аналогично. Результаты полученных расчётов представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Расчёт низковольтной нагрузки АО «Прииск Соловьёвский»

Потребитель	$P_{\Sigma_{уст}}$ кВт	$P_{ср.}$ кВт	$Q_{ср.}$ кВар	$P_{расч}$ кВт	$Q_{расч.}$ кВар
Электромеханический цех	398.9	75.3	93.5	198.9	131.1
Корпус крупного дробления №1	697	487.9	570.8	410.0	270.6
Корпус измельчения №1	380.1	266.1	311.3	223.6	147.6
Котельная водогрейная	959.2	575.5	673.4	564.2	372.4
Хоз. Питъевая насосная	180.1	72.0	84.3	105.9	69.9
Сорбция №1	362.9	163.3	191.1	213.5	140.9
Фильтрация	273.4	136.7	159.9	160.8	106.1
Энергоцех	147.7	59.1	69.1	86.9	57.4
АБК, столовая	221.9	99.9	59.9	130.5	86.1
Пробирно-аналитич. лаборатория	204.7	81.9	95.8	120.4	79.5
Сгуститель №1	391.4	234.8	274.8	230.2	151.9
Компрессорная №1	901.8	721.4	541.1	530.5	350.1
Сгуститель №2	442.2	265.3	310.4	260.1	171.7
Сорбция №2	392.2	176.5	206.5	230.7	152.3
Компрессорная №2	952.8	762.2	571.7	560.5	369.9
Корпус крупного дробления №2	701.3	490.9	574.4	412.5	272.3
Корпус измельчения №2	817.7	572.4	669.7	481.0	317.5
Корпус крупного дробления №3	765.8	536.1	627.2	450.5	297.3
Корпус измельчения №3	626.6	438.6	513.2	368.6	243.3
Канализационная очистка	255.2	204.2	238.9	150.1	99.1
Насосная станция обратного водоснабж.№1	2320.7	1856.6	1392.4	1365.1	901.0
Насосная станция технического водоснабж.№1	1684.1	1347.3	1010.5	990.6	653.8
Транспортный комплекс	1914.4	1148.6	804.0	1126.1	743.2
Итого				9371	6185

2.2 Расчёт осветительной нагрузки АО «Прииск Соловьёвский»

В АО «Прииск Соловьёвский» в качестве электрических источников света используются светодиодные лампы.

Активная расчётная нагрузка осветительных приёмников отделения определяется по удельной нагрузке:

$$P_{расч.Л.} = p_{уд.Л.} \cdot F_{ц}, \quad (21)$$

где $p_{уд.Л.}$ - удельная нагрузка осветительных приёмников (ламп) [1];

$F_{ц}$ - площадь пола электромеханического цеха.

Энергосберегающие лампы на предприятиях в основном используются в качестве аварийного освещения, которое служит для временного продолжения работы или для эвакуации людей из помещения при внезапном отключении рабочего освещения. Энергосберегающие лампы на предприятии используются как основной источник света (составляют примерно 75 % от общего освещения), обеспечивающий нормальную работу производства. Для них реактивная мощность вычисляется по формуле:

$$Q_{расч.Л.} = 0,75 \cdot P_{расч.Л.} \cdot tg \varphi_{рл}, \quad (22)$$

где $tg \varphi_{расч.Л.} = 0,5$.

Пример расчёта приведем для электромеханического цеха, для остальных цехов результаты представлены в таблице 6.

Площадь пола электромеханического цеха определим:

$$F_{ц} = 30 \cdot 48 = 1440 \text{ м}^2 \quad (23)$$

$$P_{расч.Л.} = p_{уд.Л.} \cdot F_{ц} = 25 \cdot 10^{-3} \cdot 1440 = 36 \text{ кВт} \quad (24)$$

$$Q_{расч.Л.} = 0,75 \cdot P_{расч.Л.} \cdot tg \varphi_{рл} = 0,75 \cdot 36 \cdot 0,5 = 13,5 \text{ кВар} \quad (25)$$

Аналогично проводится расчёт осветительной нагрузки для каждого цеха и отделения АО «Прииск Соловьёвский», результаты сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты расчёта осветительной нагрузки АО «Прииск Соловьёвский»

Потребитель	$P_{расч.Л}, кВт$	$Q_{расч.Л}, кВар$
1	2	3
Электромеханический цех	36.00	13.50
Корпус крупного дробления №1	10.00	3.75
Корпус измельчения №1	13.75	5.16
Котельная водогрейная	3.00	1.13
Хоз. Питъевая насосная	2.00	0.75
Сорбция №1	4.60	1.73
Фильтрация	2.40	0.90
Энергоцех	4.50	1.69
АБК, столовая	5.00	1.88
Пробирно-аналитич. лаборатория	1.20	0.45
Сгуститель №1	1.60	0.60
Компрессорная №1	15.00	5.63
Сгуститель №2	2.40	0.90
Сорбция №2	1.80	0.68
Компрессорная №2	18.75	7.03
Корпус крупного дробления №2	15.50	5.81
Корпус измельчения №2	13.50	5.06
Корпус крупного дробления №3	18.00	6.75
Корпус измельчения №3	10.00	3.75
Канализационная очистка	2.00	0.75
Насосная станция обратного водоснабж.№1	6.50	2.44
Насосная станция технического водоснабж.№1	7.00	2.63
Транспортный комплекс	3.00	1.13
Итого	197,5	74,06

2.3 Расчёт электрической нагрузки АО «Прииск Соловьёвский»

Расчётная мощность высоковольтной нагрузки предприятия вычисляется по методу коэффициента расчетной нагрузки. Расчетный коэффициент характеризует отношение расчетной активной мощности к средней мощности для группы ЭП с эффективным числом больше 2.

Коэффициент расчетной нагрузки является функцией зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭП:

$$k_p = f(k_{u.cp}; n_{эф}) \quad (26)$$

Определение расчетной нагрузки [31]:

$$P_p = K_p \cdot P_{cp\Sigma}; \quad (27)$$

$$Q_p = K_p \cdot Q_{cp\Sigma}, \text{ если } K_p \leq 1$$

$$Q_p = 1.1 \cdot Q_{cp\Sigma}, \text{ если } K_p > 1 \text{ и } n_{эф} \leq 10;$$

$$Q_p = Q_{cp\Sigma}, \text{ если } K_p > 1 \text{ и } n_{эф} > 10;$$

В нашем случае для внешнего высоковольтного электроснабжения $K_p = 1$. [31]

Для определения суммарной нагрузки по отделению в целом учитывают коэффициент одновременности максимумов нагрузки:

$$P_{ром0} = \sum_1^n K_0 \cdot P_{p\Sigma}; \quad (28)$$

$$Q_{ром0} = \sum_1^n K_0 Q_{p\Sigma}; \quad (29)$$

Коэффициент одновременности определяется, исходя из способа присоединения нагрузки к источнику питания.

$$P_{cp.BH} = K_u \cdot P_{уст.},$$

$$Q_{cp.BH} = K_u \cdot P_{уст.} \cdot tg\varphi,$$

где $P_{cp.}$ – средняя активная мощность;

K_u – коэффициент использования, принимаемый по справочным данным [31];

$tg\varphi$ – соответствует характерному для приемников данного предприятия средневзвешенному значению коэффициента мощности $\cos\varphi$.

Определим активную и реактивную мощность расчетной высоковольтной нагрузки мельниц, которые являются тихоходными, со скоростью до 300 оборотов в минуту:

$$P_{ср.ВН(мел)} = K_u \cdot P_{уст.} = 0,75 \cdot 1600 \cdot 2 = 2400 \text{ кВт} , \quad (30)$$

$$Q_{расч.ВН(мел)} = -tg\varphi_{мел} \cdot P_{ср.ВН(мел)} = -0,426 \cdot 2400 = -1548 \text{ кВар}$$

Результаты расчётов высоковольтной нагрузки 6 кВ приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчёт высоковольтной нагрузки 6 кВ АО «Прииск Соловьёвский»

№	Потребитель	$P_{уст.}$ кВт	K_u	$\cos\varphi$	$P_{расч}$ кВт	$Q_{расч.}$ квар
1	Мельницы	2x1600	0,75	-0,92	2400	-1548

Рассмотрим расчет вновь вводимой суммарной нагрузки АО «Прииск Соловьёвский», отнесенная к шинам низкого напряжения ПС Соловьёвск, находим по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов (как силовым – до 1 кВ и выше так и осветительным) с учетом потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и коэффициента разновременности максимумов силовой нагрузки $K_{О.м}$.

Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки:

– силовые приемники до 1 кВ:

$$\Sigma P_{расч.НН.} = 9371 \text{ кВт} ,$$

$$\Sigma Q_{расч.НН.} = 6185 \text{ кВар} ,$$

– силовые приемники выше 1 кВ:

$$\Sigma P_{расч.ВН.} = 2400 \text{ кВт} ,$$

$$\Sigma Q_{сд} = -1548 \text{ кВар} ,$$

– осветительные приемники:

$$\Sigma P_{расч.Л.} = 197,5 \text{ кВт},$$

$$\Sigma Q_{расч.Л.} = 74,06 \text{ кВар}$$

Суммарные потери активной и реактивной мощности в цеховых трансформаторах приближённо принимаются равными соответственно 2 и 10 % полной трансформируемой мощности $S_{расч.ΣН}$:

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣН}; \quad (31)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч.ΣН}; \quad (32)$$

$$S_{расч.ΣН} = \sqrt{(P_{расч.ΣН})^2 + (Q_{расч.ΣН})^2}; \quad (33)$$

$$P_{расч.ΣН} = \Sigma P_{расч.ΣН} + \Sigma P_{расч.ΣВН} + \Sigma P_{расч.Л.} = 9371 + 2400 + 197,5 = 11970 \text{ кВт} \quad (34)$$

$$Q_{расч.ΣН} = \Sigma Q_{расч.ΣН} + \Sigma Q_{расч.ΣВН} + \Sigma Q_{расч.Л.} = 6185 + (-1548) + 74,06 = 4711 \text{ кВар} \quad (35)$$

$$S_{расч.ΣН} = \sqrt{(11970)^2 + (4711)^2} = 12860 \text{ кВА}$$

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot 12860 = 257,2 \text{ кВт} \quad (36)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot 12860 = 1286 \text{ кВар} \quad (37)$$

Суммарные потери активной и реактивной мощности в цеховых сетях приближённо принимаются равными соответственно 1,5 и 2 % от полной трансформируемой мощности $S_{расч.ΣН}$:

$$\Delta P_{л.} = 0,015 \cdot S_{расч.ΣН}; \quad (38)$$

$$\Delta Q_{л.} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣН} \quad (39)$$

$$\Delta P_{л.} = 0,015 \cdot 12860 = 192,9 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{л.} = 0,02 \cdot 12860 = 257,2 \text{ кВар}$$

Полная, активная и реактивная мощность вновь водимой нагрузки АО «Прииск Соловьёвский» определяется по следующим формулам:

$$P_{расч} = (\sum P_{расч.НН} + \sum P_{расч.ВН}) \cdot K_{О.м.} + \sum P_{расч.Л.} + \Delta P_{ТЦ} \quad (40)$$

где $K_{О.м.}$ – коэффициент одновременности максимумов силовой нагрузки, равный $K_{О.м.} = 0,9$ [27]

$$P_{расч.} = (2400 + 9371) \cdot 0,9 + 197,5 + 257,2 = 11050 \text{ кВт}$$

$$Q_{расч.} = (\sum Q_{расч.НН} + \sum Q_{расч.ВН} - \sum Q_{мел.}) + \sum Q_{расч.Л.} + \Delta Q_{ТЦ} \quad (41)$$

$$Q_{расч.} = (6185 - 1548) + 197,5 + 1286 = 6120 \text{ кВар}$$

$$S_{расч.} = \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{расч.})^2} = \sqrt{(11050)^2 + (6120)^2} = 14630 \text{ кВА} \quad (42)$$

Значение реактивной мощности $Q_{сисм.}$, поступающей от питающей энергосистемы к шинам низшего напряжения определяют по формуле:

$$Q_{неск.} = P_{расч.} \cdot \text{tg} \varphi = 11050 \cdot 0,4 = 4420 \text{ кВар} \quad (43)$$

Расчётная нагрузка вновь водимых объектов:

$$S_{расч.} = \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{неск.})^2} = \sqrt{(11050)^2 + (4420)^2} = 11900 \text{ кВА} \quad (44)$$

Согласно зимнему контрольному замеру 21.12.2022 г. (ведомость замера по ПС 35/6 кВ Соловьёвск предоставлена в АО «ДРСК» «Амурские электрические сети») на ПС 35/6 кВ Соловьёвск существующая нагрузка на шинах 6 кВ составляет $P_{срТ1} = 2,28 \text{ МВт}$; $Q_{срТ1} = 1,43 \text{ МВар}$; $P_{срТ2} = 0,63 \text{ МВт}$; $Q_{срТ2} = 0,25 \text{ МВар}$.

Максимальная мощность определяется через коэффициент максимума нагрузки:

$$P_{max} = k_{max} \cdot P_{cp}; \quad (45)$$

$$P_{max} = 1,1 \cdot 2,91 = 3,2 \text{ МВт.}$$

Расчет реактивной нагрузки с учетом $tg \varphi$:

$$Q_{max} = P_{max} \cdot tg\varphi = 3,2 \cdot 0,4 = 1,28 \text{ МВар} \quad (46)$$

Расчетная нагрузка на шинах 6 кВ ПС 35/6 кВ Соловьевск с учетом подключения 11 МВт.

$$P_{расч.} = 11,050 + 2,91 = 13,96 \text{ МВт}$$

$$Q_{расч.} = 1,68 + 4,420 = 6,1 \text{ МВар}$$

Полная расчетная нагрузка на шинах НН ПС Соловьевск равна:

$$S_{расч.} = \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{расч.})^2} = \sqrt{(13,96)^2 + (6,1)^2} = 15,2 \text{ МВА}$$

3 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ АО «ПРИИСКА СОЛОВЬЁВСКИЙ» ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ

3.1 Разработка вариантов конфигурации сети схемы внешнего электроснабжения АО «Прииск» Соловьёвский

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

Для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Первый вариант предусматривает реконструкцию ПС 35 кВ Соловьевск: строительство ОРУ-110 кВ, установка двух трехобмоточных трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА, строительство линии ВЛ 110 кВ Сквородино-Соловьёвский. Первый вариант представлен на рисунке 5.

Второй вариант, предусматривает проектирование новой ГПП на напряжение 110 кВ, подключение ГПП к существующей сети, строительство двух воздушных линий 110 кВ от ПС 220 кВ Сквородино до ГПП, с расширением ОРУ 110 кВ на две линейный ячейки на ПС 220 кВ Сквородино. Второй вариант представлен на рисунке 6.

Третий вариант, предусматривает проектирование новой ГПП на напряжение 35 кВ, подключение ГПП к существующей сети, строительство двух воздушных линий 35 кВ, одна ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ Сквородино до ГПП, с расширением ОРУ 35 кВ на одну линейную ячейку на ПС 220 кВ

Сковородино и строительство второй ВЛ 35 кВ отпайкой к ВЛ 35 кВ Сковородино –Невер. Третий вариант представлен на рисунке 7.

Четвертый вариант, предусматривает проектирование новой ГПП на напряжение 110 кВ, подключение ГПП к существующей сети, строительство воздушной линии 110 кВ ВЛ 110 кВ БАМ – ГПП. Четвертый вариант представлен на рисунке 8.

Для выбора дальнейшего варианта необходимо проверить загрузку автотрансформаторов на источнике питания ПС Сковородино, с учетом вновь вводимой нагрузки:

Согласно зимнему контрольному замеру 21.12.2022 г. (ведомость замера по ПС 220/110/35/10 кВ Сковородино предоставлена в ПАО «Россети» Амурское ПМЭС) существующая нагрузка на шинах 110 кВ ПС Сковородино, с учетом существующей нагрузки на ПС Соловьёвск составляет $P_{AT1} = 21,5$ МВт; $Q_{AT1} = 3,8$ МВар; $P_{AT2} = 40,9$ МВт; $Q_{AT2} = 3,6$ МВар.

Загрузка автотрансформаторов на ПС Сковородино с учетом вновь вводимой нагрузки АО «Прииск Соловьёвский» $P_p = 11,05$ МВт; $Q_p = 4,42$ МВар.

В нормальном режиме при подключении нагрузки на АТ-1 ПС Сковородино:

$$K_{зАТ1} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{S_{\text{нном}}} = \frac{\sqrt{(21,5 + 11,05)^2 + (3,8 + 4,42)^2}}{63} = 0,53 \text{ о.е.} \quad (47)$$

Загрузка АТ-2 с существующей нагрузкой составит:

$$K_{зАТ2} = \frac{\sqrt{(40,9)^2 + (3,6)^2}}{63} = 0,65 \text{ о.е.}$$

В послеаварийных и ремонтных режимах при максимум нагрузках при отключении одного автотрансформатора, загрузка на втором автотрансформаторе равна:

$$K_{\text{послеавзАТ}} = \frac{\sqrt{(73,45)^2 + (11,82)^2}}{63} = 1,23 \text{ о.е.}$$

Что превышает допустимую загрузку автотрансформатора 120 %, согласно приказу Минэнерго России от 08.02.2019 №81.

В соответствии с [24] в перспективе планируется на ПС Сквородино 220/110/35/10 кВ замена автотрансформаторов мощностью с 63 МВА на 125 МВА. Тогда в послеаварийных и ремонтных режимах при максимум нагрузках при отключении одного автотрансформатора, загрузка на втором автотрансформаторе равна:

$$K_{\text{послеавзАТ}} = \frac{\sqrt{(73,45)^2 + (11,82)^2}}{125} = 0,595 \text{ о.е.}$$

Что не превышает допустимую загрузку автотрансформатора 120 %, согласно приказу Минэнерго России от 08.02.2019 №81.

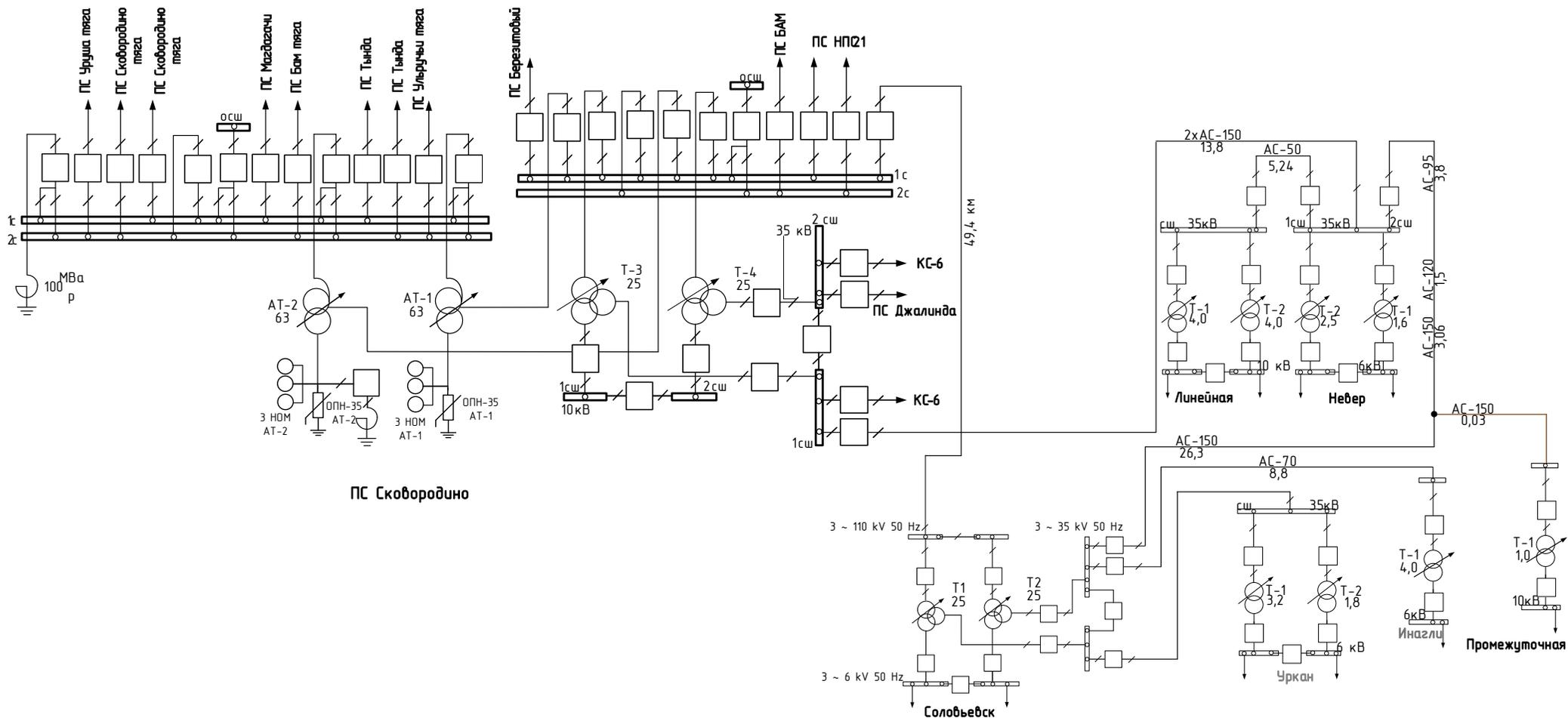


Рисунок 5 – 1 Вариант развития электрической сети

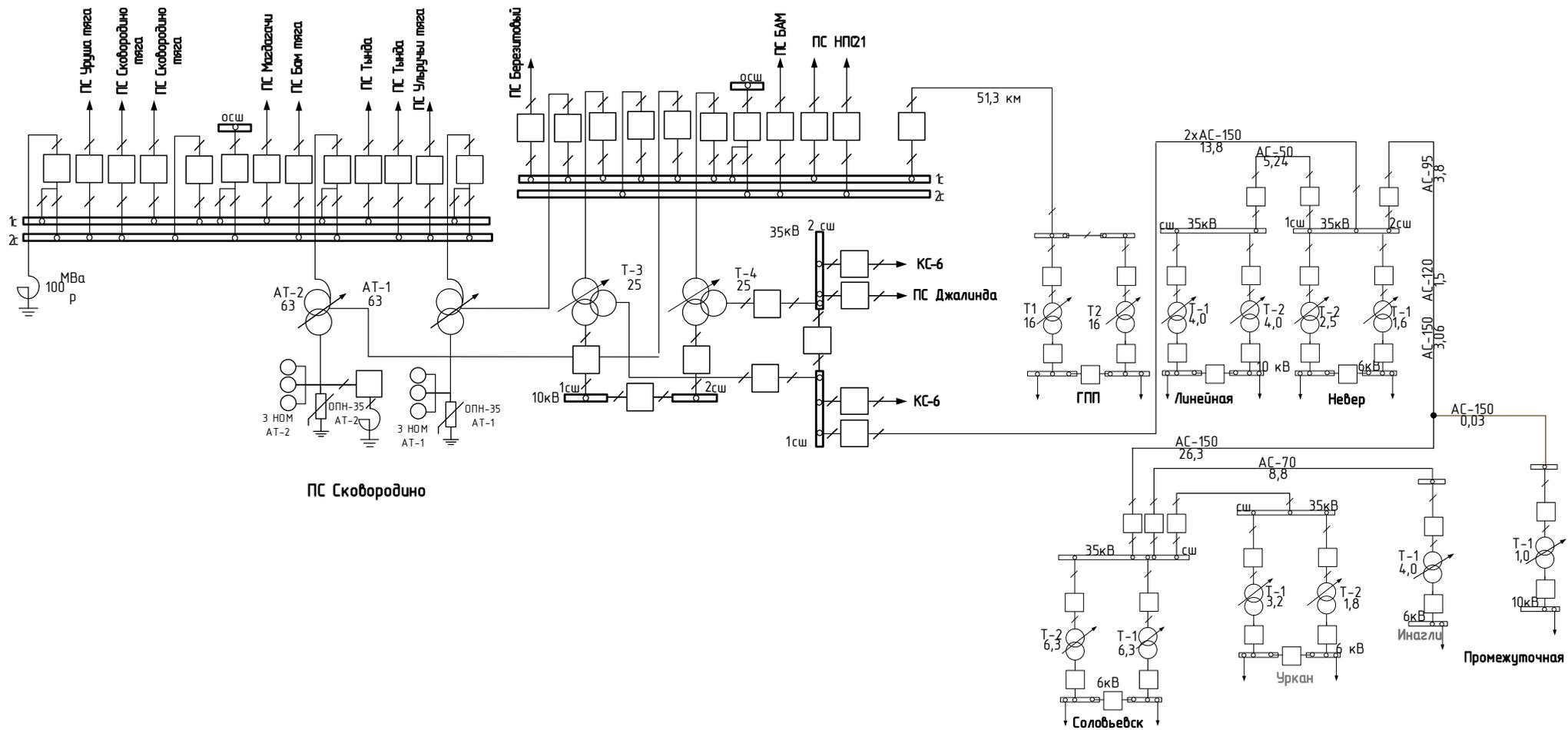


Рисунок 6 – 2 Вариант развития электрической сети

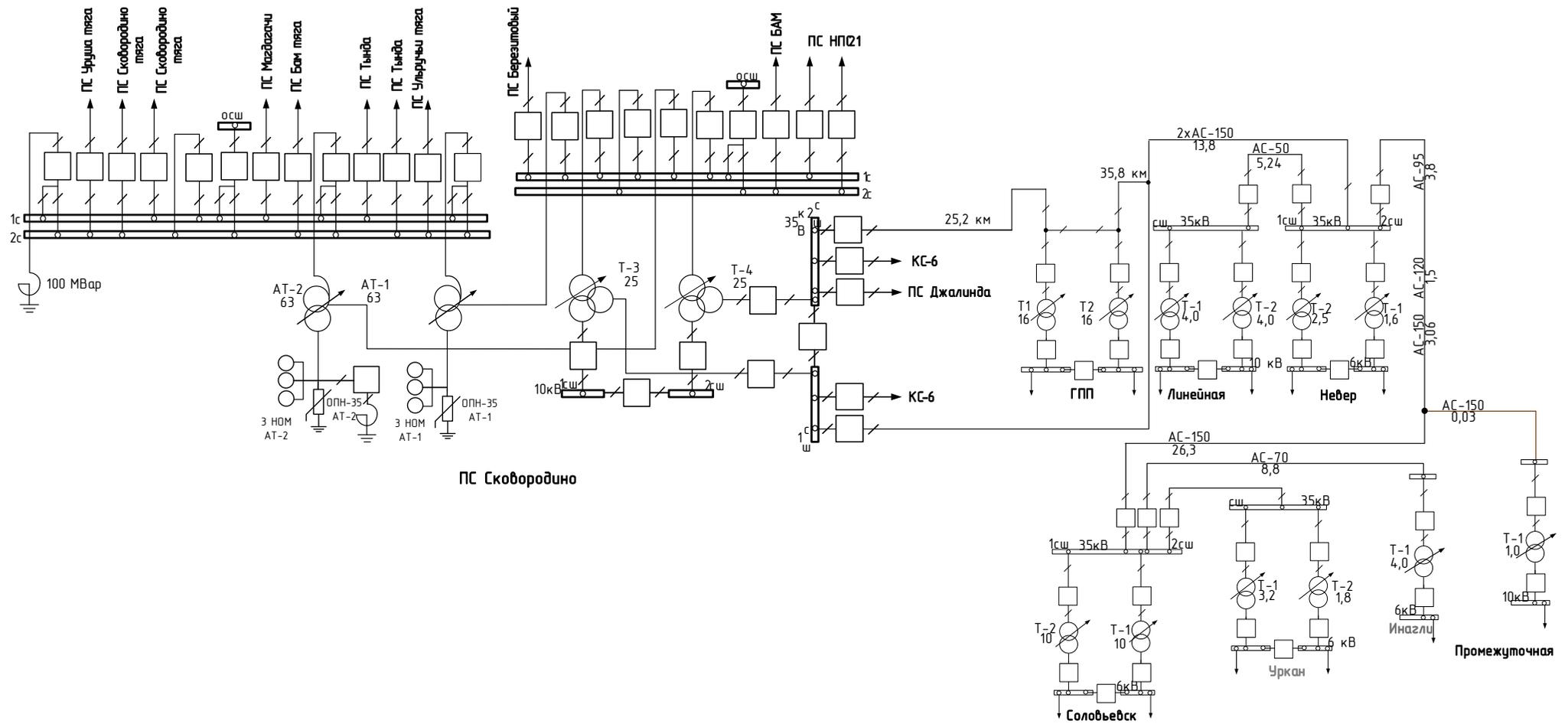


Рисунок 7– 3 Вариант развития электрической сети

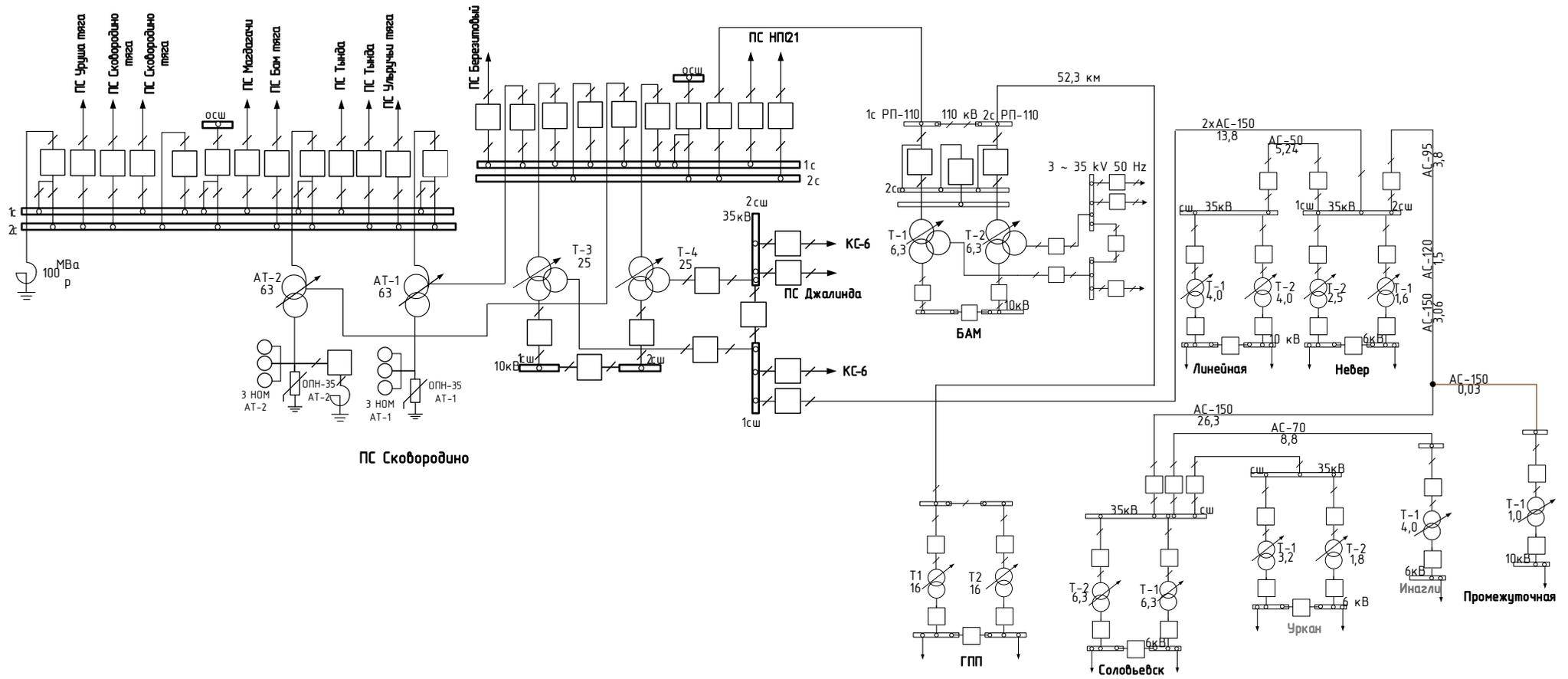


Рисунок 8 – 4 Вариант развития электрической сети

3.2 Выбор пункта приема электроэнергии, разработка его однолинейной схемы и конструктивное исполнение

Под системой внешнего электроснабжения понимают комплекс технических устройств, обеспечивающих передачу электроэнергии от источника питания до приёмных подстанций. Ввод на АО «Прииск Соловьёвский» может осуществляться напряжением от 6 до 110 кВ.

Для первого варианта пункт приема на АО «Прииск Соловьёвский» является реконструируемая ПС Соловьёвск 110/35/10 кВ.

В связи с тем, что на «Прииск Соловьёвский» включает в себя не только золотодобычу, но и золото переработку, то вновь водимых потребителей можно запитать от ГПП. Для остальных трех вариантов пункт приема на АО «Прииск Соловьёвский» рассмотрим ГПП. ГПП – это главная понизительная подстанция, которая получает питание от энергосистемы преобразует и распределяет электроэнергию на более низком напряжении. Особенность расположения - ГПП располагаются в центре электрических нагрузок.

Все элементы распределительного устройства (РУ) электрической станции или ГПП должны надежно работать в условиях длительно нормального режима, а также обладать достаточной термической и динамической стойкостью при возникновении самых тяжелых коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, шин, кабелей и других элементов РУ очень важна проверка соответствия их параметров длительно рабочим и кратковременно аварийным режимам, которые могут возникать при эксплуатации [10].

Кроме этого, следует учитывать внешние условия работы РУ (влажность, загрязненность воздуха, окружающую температуру, высоту над уровнем моря и другое), так как эти условия могут потребовать оборудования специального исполнения, обладающего повышенной надежностью.

Выбор местоположения, типа, мощности и других параметров ГПП в обуславливается величиной и характером электрических нагрузок и размещением их на плане. Намеченное место расположения уточняется по

условиям розы ветров, планировки предприятия, габаритов и типа ГПП, возможности подвода высоковольтных линий от энергосистемы.

Распределительное устройство по высокой стороне выполним по схеме: «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии». Распределительное устройство по низкой стороне выполнено по схеме «одна секционированная система шин» [31].

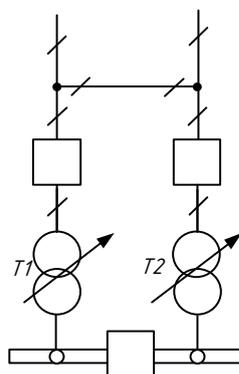


Рисунок 8 – Упрощенная схема ГПП

3.3 Выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение сети зависит от многих факторов: мощности нагрузок, удалённости их от источника питания, конфигурации сети и т. д. Существенные из этих факторов являются: мощность, передаваемая по сети $P_{P\Sigma}$ и длина линии сети l . При повышении номинального напряжения снижаются потери активной мощности, сечение линии, но растёт пропускная способность линии. Рациональное напряжение определяем по формуле Стилла:

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P_{\Sigma}} \quad (48)$$

где l – наибольшая длина линии;

$P_{P\Sigma}$ – суммарная активная расчётная нагрузка.

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{49,4 + 16 \cdot 13,96} = 72 \text{ кВ} \quad (49)$$

По географическим признакам проектируемая сеть 110 кВ ближе всего расположена к ПС Сковородино. Принимаем номинальное напряжение по высокой стороне на ГПП 110 кВ.

Так как на АО «Прииск Соловьёвский» имеются электроприемники 6 -10 кВ, то целесообразнее принять два класса напряжения 6 и 10 кВ.

3.4 Компенсация реактивной мощности

В настоящее время прирост потребления реактивной мощности существенно превосходит прирост потребления активной мощности. При этом передача реактивной мощности на значительные расстояния от мест генерации до мест потребления существенно ухудшает технико-экономические показатели систем электроснабжения. Приходится увеличивать сечение проводов и кабелей, повышать мощность силовых трансформаторов, ну и конечно всё это сопровождается потерями активной и реактивной мощностей.

На промышленном предприятии уменьшение потребляемой реактивной мощности может быть достигнуто естественным путём, например, улучшением режима работы приёмников, применением двигателей более совершенных конструкций, устранением их недогрузки, а также за счёт установки специальных компенсирующих устройств. Одним из средств искусственной компенсации наиболее часто применяют батареи силовых конденсаторов, подключаемые параллельно к электросети. Их преимуществом являются простота, невысокая стоимость, недефицитность материалов, малые удельные собственные потери активной мощности. К недостаткам относятся невозможность плавного регулирования реактивной мощности, пожароопасность, наличие остаточного заряда [13].

Рассмотрим выбор КУ для ПС Соловьёвск.

Требуемая мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{КУ\text{требуемая}} = Q_{MAX} - P_{max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{пред}} \quad (50)$$

где P_{max} – максимальная активная мощность, МВт.

$tg\varphi_{пред}$ – максимальное значение коэффициента реактивной мощности для 10 кВ составляет 0,4 согласно [22].

По заданным коэффициентам мощности определяем заданную максимальную реактивную мощность:

$$Q_3 = P_{max} \cdot tg\varphi_{max} = 13960 \cdot 0,4 = 5,58 \text{ MVar};$$

Мощность необходимых КУ на одну секцию шин.

$$Q_{КУ} = \frac{6,1 - 5,58}{2} = 0,26 \text{ MVar}$$

Фактическая мощность компенсирующего устройства:

$$Q_{КУ.i}^{\Phi} = S \cdot n \tag{51}$$

где n – количество устанавливаемых батарей конденсаторов;

S – мощность батарей конденсаторов.

$$Q_{КУ}^{\Phi} = n \cdot S = 1 \cdot 0,45 = 0,45 \text{ MVar}. \tag{52}$$

Устанавливаем компенсирующие устройства БК-10-450 на каждую секцию шин [13].

Определяем некомпенсированную реактивную мощность для двух секций шин:

$$Q_{HECK.i} = Q_i - 2 \cdot Q_{КУ.i}^{\Phi}; \tag{53}$$

$$Q_{HECK.3} = 6,1 - 2 \cdot 0,450 = 5,2 \text{ Mvar}$$

Проведем расчет для ГПП 110 кВ:

$$tg\varphi_{пред} = \frac{5,2}{11,050} = 0,47$$

Мощность необходимых КУ на одну секцию шин.

$$Q_{KV} = \frac{5,2 - 4,42}{2} = 0,39 \text{ МВар}$$

Фактическая мощность компенсирующего устройства:

$$Q_{KV}^{\Phi} = n \cdot S = 1 \cdot 0,45 = 0,45 \text{ МВар.} \quad (52)$$

Устанавливаем компенсирующие устройства БК-10-450 на каждую секцию шин [13].

Определяем некомпенсированную реактивную мощность для двух секций шин:

$$Q_{HECK.i} = Q_i - 2 \cdot Q_{KV.i}^{\Phi}; \quad (53)$$

$$Q_{HECK.} = 5,2 - 2 \cdot 0,450 = 4,3 \text{ Мвар}$$

3.5 Выбор числа и мощности трансформаторов

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к ГПП. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на ГПП. Повреждения трансформаторов на понижающих подстанциях, сопровождающиеся их отключением, довольно редки, однако с их возможностью следует считаться, особенно если к ГПП подключены потребители I и II категорий, не терпящие перерывов в электроснабжении. Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов второй должен обеспечить полной мощностью

названных потребителей. Практически это может быть достигнуто путем установки на ГПП двух трансформаторов, номинальная мощность каждого из которых будет рассчитана на 60...70 % максимальной нагрузки ГПП.

При оценке мощности, которая будет приходиться в послеаварийном режиме на оставшийся в работе трансформатор, следует учитывать его перегрузочную способность. В противном случае можно без достаточных оснований завысить установленную мощность трансформаторов и тем самым увеличить стоимость ГПП. В послеаварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов до 140 % на время максимума (не более 6 ч в сутки на протяжении не более 5 суток), при этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки не должен быть больше 0.75 (коэффициент заполнения графика нагрузки – отношение среднесуточного тока нагрузки к наибольшему току за сутки). Такая перегрузка может быть допущена при условии, что система обладает передвижным резервом трансформаторов. Следует учитывать, что при аварии на одном из параллельно работающих трансформаторов допускается отключение потребителей III категории. Практически это осуществимо в том случае, если потребители III категории питаются по отдельным линиям [14].

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{тр расч}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_m \cdot k_{\text{зонт}}} \quad (54)$$

где $S_{\text{тр}}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$ – расчетная активная мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

n_m – число трансформаторов;

$k_{зонт}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Рассчитаем мощность трансформатора на ГПП для второго, третьего и четвертого варианта:

$$S_{тр\text{расч}} = \frac{\sqrt{(11,05)^2 + (4,3)^2}}{2 \cdot 0,7} = 8,5 \text{ МВА}$$

Принимаем трансформаторы ТДН 10000 [14].

Проверяем трансформатор на загрузку в нормальном режиме, при работе двух трансформаторов:

$$k_{3\text{ норм}} = \frac{\sqrt{P_{расч}^2 + Q_{неск}^2}}{(n_m) \cdot S_{тр}} \quad (55)$$

$$k_{3\text{ норм}} = \frac{\sqrt{(11,05)^2 + (4,3)^2}}{10 \cdot 2} = 0,59$$

Условие выполняется.

Проверяем трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{3\text{ n/a}} = \frac{\sqrt{P_{расч}^2 + Q_{неск}^2}}{(n_m - 1) \cdot S_{тр}} \quad (56)$$

При этом должно выполняться условие:

$$k_{3\text{ n/a}} \leq 1,4 \quad (57)$$

$$k_{3\text{ n/a}} = \frac{\sqrt{(11,05)^2 + (4,3)^2}}{10} = 1,19$$

Условие выполняется, следовательно, трансформатор выбран, верно.

Рассчитаем мощность трансформаторов на ПС Соловьевск, в первом варианте, мы заменили двухобмоточные трансформаторы 35/6 кВ на трехобмоточные 110/35/10 кВ, на стороне 35 кВ нагрузка ПС 35/6 кВ Инагли, ПС 35/6 кВ Уркан, согласно зимнему контрольному замеру 21.12.2022 г. (ведомость замера по подстанциям предоставлена в АО «ДРСК» «Амурские электрические сети») на ПС 35/6 кВ Инагли существующая нагрузка на шинах 35 кВ составляет $P_{срТ1} = 7,3$ МВт; $Q_{срТ1} = 2,8$ МВар; на ПС 35/6 кВ Уркан: $P_{срТ2} = 1,1$ МВт; $Q_{срТ2} = 0,32$ МВар.

$$S_{трасч} = \frac{\sqrt{(P_{нн} + P_{сн})^2 + (Q_{нн} + Q_{сн})^2}}{n_m \cdot k_{зонм}} \quad (58)$$

$$S_{трасч} = \frac{\sqrt{(13,96 + 7,3 + 1,1)^2 + (5,2 + 2,8 + 0,32)^2}}{2 \cdot 0,7} = 17,1 \text{ МВА}$$

Принимаем ТДТН 25000/110/35/10 кВ [14].

Проверяем трансформатор на загрузку в нормальном режиме, при работе двух трансформаторов:

$$k_{з\text{ норм}} = \frac{\sqrt{(13,96 + 7,3 + 1,1)^2 + (5,2 + 2,8 + 0,32)^2}}{25 \cdot 2} = 0,5.$$

Условие выполняется.

Проверяем трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

При этом должно выполняться условие:

$$k_{з\text{ п/а}} \leq 1,4;$$

$$k_{з\text{ п/а}} = \frac{\sqrt{(13,96 + 7,3 + 1,1)^2 + (5,2 + 2,8 + 0,32)^2}}{25} = 0,96.$$

Условие выполняется, следовательно, трансформаторы на ПС Соловьевск меняем с номинальной мощности 10 МВА на трансформаторы номинальной мощностью 25 МВА.

3.6 Выбор марки и сечения питающих линий

Отличие в разработанных вариантах заключается в длине линии и количестве выключателей.

Определим длину и количество линий для каждого варианта.

Таблица 8 - Технический анализ вариантов

U _{ном}	Линия	l, км	n _ц еп	Кол. Выключат.
1 Вариант				
110 кВ	ВЛ 110 кВ Сковородино-Соловьевск	49,4	1	1
2 Вариант				
110 кВ	ВЛ 110 кВ Сковородино – ГПП	51,3	1	1
3 Вариант				
35 кВ	ВЛ 35 кВ Сковородино – ГПП	25,2	1	1
	ВЛ 35 кВ ГПП - Невер	35,8	1	
4 Вариант				
110 кВ	ВЛ 110 кВ Бам - ГПП	52,3	1	1

Для первого, второго и четвертого варианта выбор сечения проводников ВЛ 110 кВ принимается в зависимости от расчетного тока I_р. [31]. Значение расчетного тока определяется по выражению:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \quad (59)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации [31];

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования

максимальной нагрузки линии и коэффициента попадания нагрузки в максимум энергосистемы [31].

Для ВЛ 110 кВ принимается $a_i = 1,05$, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки [31]. Значение a_T определяется исходя из числа часов использования максимальной нагрузки линии T_m , который для рассматриваемого района равен 4100 ч, $a_T = 1,1$ [31].

Для ВЛ 110 кВ Сквородино–Соловьевск находим:

$$I_p = 1,05 \cdot 1,1 \cdot \frac{\sqrt{22,36^2 + 8,32^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 0,145 \text{ кА.}$$

Выбираем провод АС – 240/32 [31].

Для ВЛ 110 кВ Сквородино – ГПП и ВЛ 110 кВ Бам - ГПП находим:

$$I_p = 1,05 \cdot 1,1 \cdot \frac{\sqrt{11,05^2 + 5,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 0,077 \text{ кА.}$$

Выбираем провод АС – 150/24 [31].

Для третьего варианта при выборе ВЛ 35 кВ рассмотрим по экономической плотности тока.

Экономическое сечение проводов определяется по приведенному расчетному току, учитывающему изменение токовой нагрузки во времени:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}^{\text{пр}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (60)$$

где $S_{\text{эк}}$ – экономическое сечение провода, мм²;

$I_{\text{расч}}^{\text{пр}}$ – приведенный расчетный ток, определенный с учетом фактора времени, А;

$j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока провода, А/мм².

Для ВЛ 35 кВ $I_{нб}$ принимаем равным расчетному току на уровне пятого года эксплуатации, который с учетом среднегодового прироста электропотребления равен:

$$I_{нб} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{max}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \left(1 + \frac{n}{100}\right)^5, \quad (61)$$

где P_{max} – наибольшая активная мощность, протекающая по линии;

Q_{max} – наибольшая реактивная мощность, протекающая по линии.

$$I_{нб} = \frac{\sqrt{11,050^2 + 5,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} \cdot \left(1 + \frac{4,2}{100}\right)^5 = 129 \text{ A}$$

$$\alpha = \sqrt{0,15 + 0,25(83,9 / 105 - 0,3)^2 + 0,35 \cdot (129 / 105 - 0,1)^2} = 0,811$$

$$I_{расч}^{np} = 0,811 \cdot 105 = 85,16 \text{ A}$$

$$S_{эк} = \frac{85,16}{1,1} = 77 \text{ мм}^2$$

Принимаем на ГПП ВЛ 35 кВ провода марки АС-95/16 [27].

Исходя из длины линии и количество выключателей, выбираем первый и второй вариант развития электрической сети [27].

4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ДВУХ ВАРИАНТОВ

Обоснование решений при реконструкции электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети, путем оценки их сравнительной эффективности. Обоснование решений производится по минимуму затрат при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект.

Определение капитальных вложений в сеть

Большое распространение в технико-экономическом анализе получили укрупненные технико-экономические показатели, которые рассчитываются на основе проектно-сметных данных, опыта строительства и эксплуатации. Укрупненные технико-экономические показатели используются при сравнении вариантов энергетических сооружений, схем энергоснабжения и т.п. Они дают возможность достаточно просто определять капитальные затраты. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000г [29].

Капитальные вложения определяются по формуле:

$$K = K_{ВЛ} + K_{П/С} \quad (62)$$

где $K_{ВЛ}$ – капиталовложения в воздушные линии;

$K_{П/С}$ – капиталовложения в ГПП.

При определении фактических цен электросетевого строительства принимают индекс перехода от базовых цен 2000 г. к текущим ценам.

Капиталовложения в воздушные линии определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = k_0 \cdot l \cdot k_{пер} \quad (63)$$

где k_0 – стоимость одного километра строительства линии в ценах 2000 г.;

$k_{пер}$ – коэффициент переоценки (индекс цен).

Согласно письму Федерального агентства по строительству и жилищно коммунальному хозяйству №1951-ВТ/10 от 01.01.2022 индекс изменения сметной стоимости технологического оборудования относительно 2000г. составляет 3,89. С учетом повышающего зонального коэффициента Дальнего Востока он составляет по воздушным линиям: 7,15; по подстанциям: 6,41.

Таблица 9 – Капиталовложения в ВЛ:

U _{ном}	Линия	Марка провода	n _{цеп}	l, км	Квл руб.
1 Вариант					
110 кВ	ВЛ 110 кВ Сквородино-Соловьевск	АС-240	1	49,4	19,5 млн. руб.
2 Вариант					
110 кВ	ВЛ 110 кВ Сквородино – ГПП	АС-150	1	51,3	19,01 млн. руб.

Капитальные вложения на ГПП и ПС Соловьевск определяются по формуле:

$$K_{П/С} = (K_{ОРУ} + K_{тр} + K_{ку} + K_{пост})k_{пер}, \quad (64)$$

где $K_{ОРУ}$ – укрупненные показатели стоимости открытых распределительных устройств (ОРУ) [29];

$K_{тр}$ – укрупненные показатели стоимости трансформаторов, тыс.руб.;

$K_{ку}$ – укрупненные показатели стоимости компенсирующих устройств, тыс.руб. [29];

$K_{пост}$ – постоянные затраты на строительство подстанций [29].

Произведем сравнение капиталовложений в оба варианта.

Для первого варианта:

$$K_{П/С} = (62 + 222 + 64 + 190) \cdot 6.41 = 312 \text{ млн. руб.}$$

Для второго варианта:

$$K_{П/С} = (62 + 172 + 67 + 220) \cdot 6.41 = 334 \text{ млн. руб.}$$

В эксплуатационные издержки входят:

Суммарные затраты электросетевых хозяйств на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей по укрупнённым стоимостным показателям:

$$I_{РЭО} = \alpha_{РЭО} \cdot K, \quad (65)$$

где $\alpha_{РЭО}$ – нормы отчислений на обслуживание [29].

1) Амортизационные отчисления:

$$I_a = K \cdot \alpha, \quad (66)$$

где K – капиталовложения в ВЛ и ГПП;

α – норма амортизационных отчислений для силового оборудования.

Результаты расчётов сводятся в таблицу 10.

Таблица 10 – Издержки

Издержки	1 Вариант	2 Вариант
I_a , тыс. руб.	16575	17651
I_z , тыс. руб.	18564	19858
Суммарные издержки	44500	46870

Оценку экономичности вариантов произведем по эквивалентным годовым расходам с учётом ущерба, по формуле:

$$Z_{ср.г} = E \cdot K + I \quad (67)$$

где E – норматив дисконтирования, меняющийся в зависимости от ставки рефинансирования ЦБ; принимается равным 0,1;

K – капитальные вложения;

I – суммарные эксплуатационные издержки.

Таблица 11 – Сравнение вариантов

Эквивалентные годовые расходы	1 Вариант	2 Вариант
Z , руб	445,1 млн. руб.	449,1 млн. руб.

Суммарные эквивалентные годовые расходы у двух вариантов разница меньше 5%. По результатам технико-экономических расчётов и с учетом надежности оптимальным считается вариант 1, реконструкция ПС Соловьевск и подключение ее к ПС Сквородино по ВЛ 110 кВ.

5 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчеты токов КЗ на ПС Соловьевск производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

5.1 Расчёт токов КЗ в сети 110,35,10 кВ

В качестве расчетных точек КЗ выбираем:

- шины 110 кВ ПС Соловьевск;
- шины 35 кВ ПС Соловьевск;
- шины 10 кВ ПС Соловьевск;

При определении токов КЗ используют, как правило, один из двух методов:

– метод именованных единиц - в этом случае параметры схемы выражают в именованных единицах (омах, амперах, вольтах и т. д.);

– метод относительных единиц - в этом случае параметры схемы выражают в долях или процентах от величины, принятой в качестве основной (базисной).

В бакалаврской работе расчет токов КЗ произведен с использованием метода относительных единиц. При расчете данным методом все величины сравнивают с базисными, в качестве которых принимают базисную мощность одного трансформатора или условную единицу мощности, например, 100 МВА.

Составляем расчетную схему электроустановки с указанием расчетных точек, в которых необходимо определить токи КЗ.

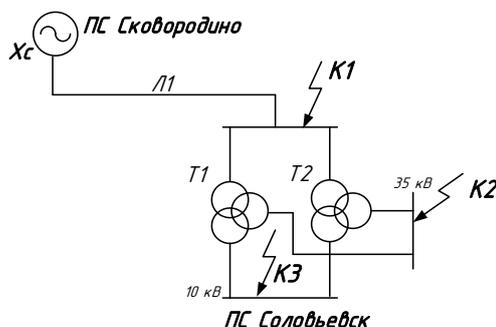


Рисунок 9– Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

По расчетной схеме составляем схему замещения рассматриваемой сети.

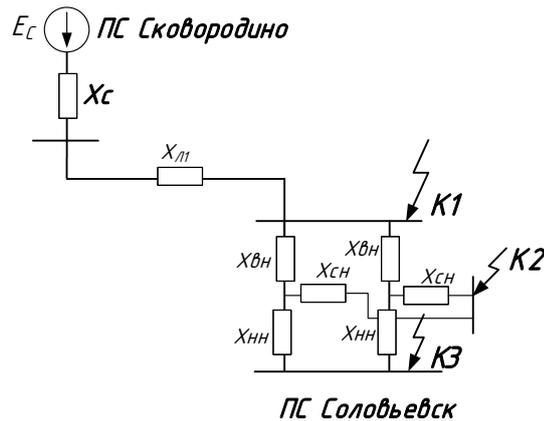


Рисунок 10– Схема замещения сети для расчета токов КЗ

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой производится расчет токов КЗ: $U_1=115$ кВ, $U_2=37$ кВ $U_3=10,5$ кВ [3].

Базисная мощность принимается: $S_{баз}=100$ МВА.

Определяем базисные токи:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} ; \tag{68}$$

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА};$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА};$$

$$I_{63} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}.$$

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_c = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot U_{ср. ном}} \tag{69}$$

где $I_{\Pi 0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ.

$$X_C = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 12,5 \cdot 115} = 0,04 \text{ о.е.},$$

где $I_{\Pi 0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на шинах 110 кВ.

Параметры питающих линий:

ВЛ 110 кВ Сквородино– Соловьевск:

$L_{л1}=49,4$ км, марка провода АС-240, $x_0=0,403$ Ом/км;

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_1^2} \quad (70)$$

$$X_{л1} = 0,403 \cdot 49,4 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,151 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора на ПС Соловьевск:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH}) = 0,5 \cdot (31 + 19 - 11) = 19,5\%; \quad (71)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}) = 0,5 \cdot (19 + 11 - 31) = 0,5\%; \quad (72)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KCH} + U_{KBH} - U_{KBC}) = 0,5 \cdot (11 + 31 - 19) = 11,5\%; \quad (73)$$

$$X_{TB} = \frac{U_{KB\%}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{T2}} = \frac{19,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,78 \text{ о.е.}; \quad (74)$$

$$X_{TH} = \frac{U_{KH\%}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{T2}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,46 \text{ о.е.}; \quad (75)$$

$$X_{TC} = 0 \text{ о.е.}; \quad (76)$$

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_{\Sigma K1} = X_{л1} + X_c; \quad (77)$$

$$X_{\Sigma K1} = 0,151 + 0,04 = 0,191 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$X_{\Sigma K2} = X_{\Sigma K1} + \frac{1}{2} \cdot (X_{ТВ} + X_{ТС}); \quad (78)$$

$$X_{\Sigma K2} = 0,191 + \frac{1}{2} \cdot (0,78 + 0) = 0,581 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление до точки К3:

$$X_{\Sigma K3} = X_{\Sigma K1} + \frac{1}{2} \cdot (X_{ТВ} + X_{ТН}); \quad (79)$$

$$X_{\Sigma K3} = 0,191 + \frac{1}{2} \cdot (0,78 + 0,46) = 0,811 \text{ о.е. о.е.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\text{п0к1}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K1}} \cdot I_{61} = \frac{1}{0,191} \cdot 0,502 = 2,63 \text{ кА.} \quad (80)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{п0к2}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K2}} \cdot I_{62} = \frac{1}{0,581} \cdot 1,56 = 2,69 \text{ кА.} \quad (81)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К3:

$$I_{\text{п0к3}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K3}} \cdot I_{63} = \frac{1}{0,811} \cdot 5,5 = 6,78 \text{ кА.} \quad (82)$$

В качестве несимметричного тока короткого замыкания, рассчитаем ток двухфазного КЗ, по следующей формуле:

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{П0}^{(3)}, \text{ кА}; \quad (83)$$

$$I_{КЗ1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,63 = 2,28 \text{ кА};$$

$$I_{КЗ2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,69 = 2,33 \text{ кА};$$

$$I_{КЗ3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,78 = 5,87 \text{ кА}.$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$i_{КЗ}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{П0}^{(3)}, \quad (84)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a , которая определяется в зависимости от соотношения результирующих индуктивного и активного сопротивлений цепи КЗ, с.

Согласно [3, с. 110] принимаем среднее значение $k_{уд} = 1,935$ для точки К2 $k_{уд} = 1,369$, для точки К3 $k_{уд} = 1,311$.

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 2,63 = 7,2 \text{ кА};$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 2,69 = 5,208 \text{ кА};$$

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 1,311 \cdot 6,78 = 12,6 \text{ кА}.$$

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС СОЛОВЬЕВСК

В связи с увеличением роста нагрузок на ПС Соловьевск и реконструкции, необходимо произвести выбор и проверку оборудования.

6.1 Выбор и проверка выключателей

Рассмотрим реконструкцию оборудования на ПС Соловьевск, с применением современного и надёжного оборудования, новейших систем учёта электрической энергии.

Выключатели на ПС являются ключевым элементом в системе распределения и управления электроэнергией. Они предназначены для открытия и закрытия электрических цепей, а также для защиты оборудования от перегрузок и коротких замыканий. При выборе выключателей на ПС 110 кВ следует учитывать несколько факторов:

1. Номинальное напряжение: Выключатели должны иметь номинальное напряжение, соответствующее рабочему напряжению на подстанции, то есть 110 кВ. Это обеспечит надёжную и безопасную работу выключателей в электрической сети данного напряжения.

2. Номинальный ток: Выключатели должны быть способны переносить требуемый номинальный ток, который определяется электрической нагрузкой на подстанции. Необходимо учесть как основные токоведущие цепи, так и потенциальные нагрузочные пики.

3. Тип выключателя: Существуют различные типы выключателей на ПС 110 кВ, включая воздушные выключатели, газоизолированные выключатели (ГИС) и масляные выключатели. Каждый тип имеет свои преимущества и ограничения, и выбор будет зависеть от требований подстанции.

4. Технические характеристики: При выборе выключателей следует учитывать их технические характеристики, такие как мощность разрыва, время операции, уровень изоляции, прочность и долговечность. Эти характеристики

должны соответствовать требованиям нормативных документов и стандартов, а также обеспечивать надежную работу системы.

5. Обслуживание и доступность запасных частей: При выборе выключателей необходимо учитывать доступность запасных частей и возможность проведения обслуживания и ремонта. Выключатели должны быть надежными и иметь поддержку со стороны производителя или поставщика для обеспечения непрерывной работы системы.

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

- напряжению: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$;
- длительному току : $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}}$; $k_{\text{пт}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$.

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию: $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$.

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100 \geq i_{\text{ат}}, \quad (85)$$

где $i_{\text{а.ном}}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$\beta_{\text{ном}}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %;

$i_{\text{ат}}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ;

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

где $t_{\text{з min}}$ – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{\text{с.в}}$ – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}},$$

где $i_{\text{вкл}}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{\text{уд}}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

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

$I_{\text{п0}}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}; I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}},$$

где $i_{\text{пр.скв}}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{\text{пр.скв}}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, \quad (86)$$

где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости по каталогу [17];

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

$B_{\text{к}}$ – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (87)$$

где $t_{\text{откл}}$ – расчетная продолжительность КЗ, которая составляет 2,53 [21];

$T_{\text{а}}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ [21].

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$W_k = 2,63^2 \cdot (2,53 + 0,03) = 17,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Выбираем элегазовый баковый выключатель типа ВГТ-110-40/1000 УХЛ1 от пружинного привода ППрК [14].

Для проверки отключающей способности определим значения аperiodической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени τ .

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$t = 0,01 + t_{c.в} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 2,63 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,03}} = 0,83 \text{ кА.} \quad (88)$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным $I_{пт} = I_{п0}$.

Определим номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot b_{норм} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Максимальный рабочий ток для ПС Соловьевск определяется по формуле:

$$I_{max p} = \frac{S_{сн} + S_{нн}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(13,96 + 7,3 + 1,1)^2 + (5,2 + 2,8 + 0,32)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 125 \text{ А.} \quad (89)$$

Таблица 12 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя на ПС Соловьевск

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВГТ-110-40/1000	$U_{\text{НОМ}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
	$I_{\text{НОМ}}=1000 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=125 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
	$I_{\text{откл.НОМ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}}=2,63 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} \geq I_{\text{пт}}$
	$i_{\text{а.НОМ}}=22,63 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}}=0,83 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$
	$I_{\text{пр.скв}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=2,63 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
	$i_{\text{дин}}=102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=7,2 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=17,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне СН также определим для наиболее загруженного выключателя - в цепи трансформатора:

$$I_{\text{max p}} = \frac{S_{\text{сн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{8,4^2 + 3,12^2}{\sqrt{3} \cdot 35} = 148 \text{ А.} \quad (90)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 13.

Таблица 13 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя на ПС Соловьевск

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВГТ-35П-40/630	$U_{\text{НОМ}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
	$I_{\text{НОМ}}=1000 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=148 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
	$I_{\text{откл.НОМ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}}=2,69 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} \geq I_{\text{пт}}$
	$i_{\text{а.НОМ}}=22,63 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}}=2,33 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$
	$I_{\text{пр.скв}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=2,69 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
	$i_{\text{дин}}=102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=5,208 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=18,52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне НН:

$$I_{\text{max p}} = \frac{S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{\sqrt{13,96^2 + 5,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 912 \text{ А.}$$

Выбираем секционный выключатель на ПС Соловьевск марки ВВ/TEL-10-20/1000 [14].

Таблица 14 – Данные по выбору секционного выключателя

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВВ/TEL-10-20/1000	$U_{\text{НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
	$I_{\text{НОМ}}=1000 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=456 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
	$I_{\text{откл.НОМ}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} = 6,78 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} \geq I_{\text{пт}}$
	$i_{\text{а.НОМ}} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 5,87 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$
	$I_{\text{пр.скв}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 6,78 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 12,6 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 118 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

Выбираем вводной выключатель на ПС Соловьевск марки ВВ/TEL-10-20/1000 [14].

Таблица 15 – Данные по выбору вводного выключателя

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВВ/TEL-10-20/1000	$U_{\text{НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
	$I_{\text{НОМ}}=1000 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=912 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
	$I_{\text{откл.НОМ}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} = 6,78 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} \geq I_{\text{пт}}$
	$i_{\text{а.НОМ}} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 5,87 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$
	$I_{\text{пр.скв}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 6,78 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 12,6 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 118 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

Расчет выбора выключателей по фидерам на ПС Соловьевск аналогичный.

Результаты выбора выключателей на ПС Соловьевск по фидеру №1 10 кВ сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Данные по выбору выключателя фидера Ф-1 Соловьевск

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВВ/TEL-10-20/630	$U_{\text{НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
	$I_{\text{НОМ}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=192,3 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
	$I_{\text{откл.НОМ}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} = 6,78 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.НОМ}} \geq I_{\text{пт}}$
	$i_{\text{а.НОМ}} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 5,87 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$
	$I_{\text{пр.скв}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 6,78 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 12,6 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 118 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

6.2 Выбор и проверка разъединителей

Выбор и проверка разъединителей на подстанции 110 кВ являются важными шагами для обеспечения надежной работы электроэнергетической системы.

Разъединители используются для разрыва электрических цепей при обслуживании, ремонте или отключении оборудования. При выборе и проверке разъединителей следует учитывать следующие аспекты:

- Номинальное напряжение: Разъединители должны иметь номинальное напряжение, соответствующее рабочему напряжению на подстанции, то есть 110 кВ. Это обеспечит надежную и безопасную работу разъединителей в электрической сети данного напряжения.

- Тип разъединителя: Существует несколько типов разъединителей, включая воздушные разъединители, газоизолированные разъединители (ГИР) и разъединители с масляной или вакуумной изоляцией. Каждый тип имеет свои особенности и преимущества, и выбор будет зависеть от требований конкретной подстанции и условий эксплуатации.

- Технические характеристики: При выборе разъединителей следует обратить внимание на их технические характеристики, включая мощность разрыва, рабочее давление, прочность и долговечность. Разъединители должны соответствовать нормативным требованиям и стандартам, а также обеспечивать надежную работу системы.

- Механизм управления: Разъединители должны быть оснащены надежными и эффективными механизмами управления, которые обеспечивают плавное и надежное открытие и закрытие контактов. Механизмы управления должны быть проверены на соответствие требованиям и наличие необходимых механизмов защиты.

- Производительность и надежность: Выбранные разъединители должны обладать высокой производительностью и надежностью. Это означает, что они должны успешно справляться с требуемыми нагрузками, обеспечивать стабильные рабочие характеристики и иметь низкий уровень сбоев или поломок.

- Проверка и испытания: После установки разъединителей необходимо провести проверку и испытания для убедительности в их работоспособности и соответствии требованиям. Это может включать проверку механизмов управления, изоляционных свойств, контактов и других важных параметров.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

На высокой стороне выбираем разъединители РГ-110/1000 УХЛ1 с двигательным электроприводом типа ПД-14УХЛ1 [14].

Таблица 17 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=110$ кВ	$U_{сет.ном}=110$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=1000$ А	$I_{max}=125$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$i_{дин}=80$ кА	$i_{уд}=7,2$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
для главных ножей: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2976,8$ кА ² · с	$B_k = 17,7$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
для заземляющих ножей: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 992,25$ кА ² · с	$B_k = 17,7$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

На средней стороне выбираем разъединители РГ-35/630 УХЛ1 с двигательным электроприводом типа ПД-14УХЛ1 [14].

Таблица 18 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=35$ кВ	$U_{сет.ном}=35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=630$ А	$I_{max}=148$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$i_{дин}=80$ кА	$i_{уд}=5,208$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
для главных ножей: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875$ кА ² · с	$B_k = 18,52$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
для заземляющих ножей: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 850$ кА ² · с	$B_k = 18,52$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Как видно из результатов разъединители соответствует данным условиям, и

могут быть приняты к установке.

6.3 Выбор трансформатора тока

Выбор трансформатора тока на подстанции 110 кВ является важным шагом для обеспечения точного измерения тока и защиты системы от перегрузок и коротких замыканий. При выборе трансформатора тока следует учитывать следующие факторы:

Номинальный ток: Трансформатор тока должен иметь номинальный ток, соответствующий максимальному току, который будет протекать через него в системе на подстанции 110 кВ. Номинальный ток трансформатора должен быть достаточным для измерения и защиты системы от перегрузок.

Точность: Точность измерения трансформатора тока является важным параметром. Трансформатор должен обеспечивать высокую точность измерения, чтобы обеспечить правильное функционирование системы и точность данных, используемых для мониторинга и управления.

Технические характеристики: При выборе трансформатора тока следует обратить внимание на его технические характеристики, такие как номинальное напряжение, класс точности, номинальная частота, диапазон измерения и коэффициент теплового тока. Эти характеристики должны соответствовать требованиям подстанции 110 кВ.

Защитные функции: Трансформатор тока также может использоваться для защиты системы от перегрузок и коротких замыканий. При выборе трансформатора следует учесть его способность обнаруживать и передавать сигналы о перегрузках и коротких замыканиях для активации соответствующих защитных устройств.

Надежность и долговечность: Выбранный трансформатор тока должен быть надежным и иметь долгий срок службы. Это обеспечит стабильную и непрерывную работу системы на подстанции 110 кВ без сбоев или поломок.

Трансформаторы тока выбирают:

– по напряжению установки $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$;

– току $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$;

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

– конструкции и классу точности;

– электродинамической стойкости $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$;

– по термической стойкости: $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$;

– вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (91)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Для того чтобы выбрать трансформаторы тока необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь ТТ.

СА3020 - щитовой цифровой амперметр предназначен для измерения действующего значения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Подключается непосредственно к ИТТ и измеряет действующее значение тока, протекающего через его вторичную обмотку.

СВ3020 - щитовой цифровой вольтметр предназначен для измерения действующего значения напряжения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Объединяет в себе измерительный преобразователь и цифровой прибор, подключается непосредственно к измерительным трансформаторам напряжения (ИТН).

СР3020 - щитовой цифровой ваттметр (варметр) предназначены для измерения активной мощности, а варметры – для измерения реактивной мощности в трехфазных четырехпроводных или трехпроводных цепях

переменного тока на электростанциях и подстанциях и передачи их значений по интерфейсу RS485.

Меркурий 230 ART2-03 - предназначен для многотарифного коммерческого или технического учета электрической энергии в трех- и четырехпроводных сетях переменного тока. Счетчики могут эксплуатироваться автономно или в составе автоматизированных систем: контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ); диспетчерского управления (АСДУ).

Для всех измерительных приборов принимаем класс точности 0,5, так как почти все ТТ подключены к расчетным счетчикам.

На стороне ВН ПС Соловьевск выберем трансформатор тока ТГФ - 110У1. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	0,6	-	-
Ваттметр	СВ3020	0,07	-	0,07
Варметр	СР3020	0,07	-	0,07
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_{нагр} = \sum r_{приб} + r_{пр} + r_{к}, \quad (92)$$

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_{к}. \quad (93)$$

где $r_{ПП}$ - сопротивление проводов;

$Z_{2ном} = 20$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum r_{\text{приб}}$ - суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2}; \quad (94)$$

где $\sum S_{\text{приб}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_{\kappa} = 0,1$ Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (95)$$

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

$\rho = 0,028$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 20.

Таблица 20 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

$U_{\text{н}}, \text{кВ}$	$l, \text{м}$
110	75 - 100
10	10

Принимаем кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,028 \cdot 100}{4} = 0,7 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}; \quad (96)$$

$$Z_2 = 0,329 + 0,7 + 0,1 = 1,129 \text{ Ом.}$$

Класс точности 1.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 21.

Таблица 21 - Сравнение каталожных и расчетных данных ПС Соловьевск

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1200 \text{ А}$	$I_p = 125 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2\text{ном}} = 20 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,129 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 7,2 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}} = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 17,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{Т}} \cdot t_{\text{Т}} \geq B_{\text{к}}$

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

На стороне СН ПС Соловьевск выберем трансформатор тока ТОЛ-НТЗ-35 и кабель марки АКРВГ четырехжильный с сечением 6 мм². Класс точности 0,2.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	0,6	-	-
Ваттметр	СВ3020	0,07	-	0,07
Варметр	СР3020	0,07	-	0,07
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

Проверка принятого трансформатора тока осуществляется аналогично.

$Z_{2\text{ном}} = 15 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор

тока

$\sum r_{\text{приб}}$ - суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне СН:

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом},$$

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

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,028 \cdot 85}{4} = 0,595 \text{ Ом}.$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,329 + 0,595 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом}.$$

Сравнение данных для трансформатора тока представлено в таблице 23.

Таблица 23 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 148 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2\text{ном}} = 15 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,024 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 5,208 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 18,52 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$

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

На стороне НН на вводе устанавливаем трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-1-0,5. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

Нагрузка приборов, подключенных к ТТ, приведена в таблице 24.

Таблица 24 – Нагрузка приборов ТТ на низкой стороне подстанции [13]

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, В·А, фазы		
			А	В	С
Ввод 10 кВ	Амперметр	СА3020	0.6	0.6	0.6
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7.5	7.5	7.5
	Итого:		8,1	8,1	8,1
Секционный выключатель 10 кВ	Амперметр	СА3020	0.6	–	0.6
	Итого:		0.6	–	0.6
На отходящих линиях	Амперметр	СА3020	0.6	–	0.6
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7.5	–	7.5
	Итого:		8,1	–	8,1

Проверяем трансформатор тока на электродинамическую и термическую стойкость:

$$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 7,76 \text{ кА}; \quad (97)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 16,5^2 \cdot 1 = 272 \geq V_{\text{к}} = 154,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (98)$$

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (99)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (100)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

$$r_{\text{приб}} = \frac{8,1}{5^2} = 0,34 \text{ Ом}.$$

Принимаем во вторичных цепях трансформаторов тока провода с медными жилами ($\rho = 0,0175$) . Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом, тогда сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}; \quad (101)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{20}{5^2} - 0,34 - 0,05 = 0,41 \text{ Ом.}$$

Сечение проводов:

$$S = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,41} = 1,7 \text{ мм}^2.$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм², тогда сопротивление провода равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом.}$$

Далее находим сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,34 + 0,28 + 0,05 = 0,67 \text{ Ом}$$

Сопоставление расчетных и каталожных данных выбранного трансформатора тока марки ТОЛ-10-І-1-0,5 (трансформатор тока, опорный, с литой изоляцией, 10-номинальное напряжения, 0,5 - класс точности) сводим в таблицу 25.

Таблица 25 – Проверка трансформатора тока на вводе 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=600 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=912 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=12,6 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=118 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{ном}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

На секционном выключателе выбираем трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-У2. Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 26.

Таблица 26 – Проверка ТТ на секционном выключателе

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=10$ кВ	$U_{сет.ном}=10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=630$ А	$I_{расч}=456$ А	$I_{ном} \geq I_{расч}$
$i_{дин}=102$ кА	$i_{уд}=12,6$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}=1600$ кА ² · с	$B_k=118$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$Z_{2ном}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

На отходящих присоединениях так же выбираем трансформаторы тока марки ТОЛ-10-1-У2.

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 27.

Таблица 27 – Проверка ТТ на отходящем присоединении Ф-1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=10$ кВ	$U_{сет.ном}=10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=200$ А	$I_{расч}=192,3$ А	$I_{ном} \geq I_{расч}$
$i_{дин}=81$ кА	$i_{уд}=12,6$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}=992$ кА ² · с	$B_k=118$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$Z_{2ном}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

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

6.4 Выбор трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения на подстанции 110 кВ - это электрическое устройство, которое используется для измерения и преобразования напряжения в системе электропередачи. Он обычно устанавливается на высоковольтных подстанциях, где осуществляется переход от высокого напряжения 110 кВ к более низким уровням напряжения для передачи электроэнергии.

Основная цель трансформатора напряжения на подстанции 110 кВ - обеспечить точное измерение напряжения в системе и преобразовать его в соответствующий уровень для подключения измерительных устройств и

защитных реле. Он также выполняет функцию изоляции и обеспечивает безопасность при работе с высоким напряжением.

Трансформатор напряжения на подстанции 110 кВ обычно имеет следующие особенности:

Высокое номинальное напряжение: Трансформатор спроектирован для работы при номинальном напряжении 110 кВ, что позволяет ему эффективно преобразовывать и измерять это высокое напряжение.

Номинальная мощность: Трансформатор имеет определенную номинальную мощность, которая указывает на его способность передавать электрическую энергию при номинальных условиях.

Класс точности: Трансформаторы напряжения обычно имеют определенный класс точности, который определяет допустимую погрешность измерения напряжения. Это важно для обеспечения точного контроля и мониторинга системы.

Изоляция: Трансформатор обладает надежной изоляцией, которая защищает от пробоев и гарантирует безопасность при работе с высоким напряжением. Изоляция соответствует требованиям для работы на подстанции 110 кВ.

Дополнительные функции: В некоторых случаях трансформаторы напряжения могут иметь дополнительные функции, такие как защита от перегрузок, коротких замыканий или возможность удаленного мониторинга и управления.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}},$$

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

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

Трансформаторы напряжения так же, как и трансформаторы тока выбираются цифровые.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2\text{ расч.}}$.

Трансформатор напряжения на подстанции 110 кВ подключается с помощью специальных соединительных проводов и распределительного оборудования. Процесс подключения может различаться в зависимости от конкретного типа трансформатора и конфигурации подстанции, но обычно включает следующие шаги:

Установка трансформатора: Трансформатор напряжения физически устанавливается на подстанции в соответствии с требованиями конструкции и безопасности. Он обычно размещается на специальной платформе или в шкафу, который предназначен для его защиты и обеспечения доступа для обслуживания.

Подключение первичной обмотки: Первичная обмотка трансформатора, которая принимает высокое напряжение 110 кВ, подключается к высоковольтной линии или высоковольтному шинному разъему на подстанции. Это обеспечивает передачу высокого напряжения на трансформатор для дальнейшей обработки.

Подключение вторичной обмотки: Вторичная обмотка трансформатора, которая выдает низкое напряжение для измерения и контроля, подключается к соответствующим измерительным приборам, реле и другому оборудованию на подстанции. Это обеспечивает передачу преобразованного напряжения для последующего использования.

Проверка и настройка: После подключения трансформатора напряжения проводится проверка его работы и настройка параметров, таких как коэффициент преобразования и класс точности. Это включает в себя сравнение измеренного напряжения с реальным и корректировку, если необходимо, чтобы обеспечить точность и надежность измерений.

Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 28.

Таблица 28 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Напряжение	$U_{ном} \geq U_{раб}$
Класс точности	$\Delta U_{доп} \leq \Delta U$
Номинальная мощность вторичной цепи, ВА	$S_{2н} \geq S_{2расч}$

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

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 110 УХЛ1. Класс точности 0,2. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 29.

Таблица 29 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$ ВА	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
1	2	3	4	5	6	7	8
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	2	12	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	2	12	5,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	0.38	0,925	5	75	183
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	0.38	0.925	5	75	183
Сумма						178	377

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{178^2 + 377^2} = 445,5 \text{ ВА.} \quad (102)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 16.

Таблица 16 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 1000 \text{ ВА}$	$S_p = 445,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На сторону СН ПС Соловьевск выбираем трансформатор напряжения НАМИ - 35 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 30.

Таблица 30 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$, ВА	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	0,38	0,925	5	75	183
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	7,5	0,38	0,925	5	75	183
Сумма						178	377

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{254^2 + 377^2} = 445,5 \text{ ВА}.$$

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

Таблица 31 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 800 \text{ ВА}$	$S_p = 445,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На сторону НН ПС Соловьевск выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 10 УХЛ1. Класс точности 0,2. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 32.

Таблица 32 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$ ВА	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 230ART2-03 PQC(R)SIDN	72	0,925	0,38			
						28	11

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{28^2 + 11^2} = 30,08 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 33.

Таблица 33 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{нт} = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_{нт} \geq U_n$
$S_n = 105 \text{ ВА}$	$S_n = 30,08 \text{ ВА}$	$S_n \geq S_p$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

6.5 Выбор жестких шин

Выбор жестких шин для напряжения 6-10 кВ зависит от нескольких факторов, таких как максимальный ток, допустимое напряжение, потери мощности, требования к безопасности и пространственные ограничения. Вот некоторые общие рекомендации для выбора жестких шин:

- Номинальный ток: Определите максимальный ток, который будет проходить через шину. Это основной параметр, который влияет на выбор размера и сечения шины.

- Допустимое напряжение: Необходимо учесть требуемое рабочее напряжение системы, для которой выбираются шины. Обычно для напряжения 6-10 кВ используются шины, способные выдерживать значительные напряжения.

- Материал и конструкция: Выбрать подходящий материал для шины, такой как медь или алюминий, в зависимости от требований системы и бюджетных ограничений. Конструкция шины может быть прямоугольной или круглой, в зависимости от спецификаций и требований монтажа.

- Потери мощности: Учесть потери мощности в шине. Это особенно важно при выборе размера и сечения шины для системы с высокой мощностью. Снижение потерь мощности поможет улучшить эффективность системы.

Безопасность и надежность: выбранные шины должны соответствовать стандартам безопасности и надежности. Они должны обеспечивать должный уровень изоляции, противостоять воздействию коротких замыканий и электрических перегрузок, а также обладать надежными соединениями.

В закрытых РУ 6–10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно - и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения.

Наибольший рабочий ток на шинах 10 кВ равен 420 А. Принимаем алюминиевую шину прямоугольного сечения 40x5мм, $S=200 \text{ мм}^2$, с номинальным допустимым током $I_{\text{доп}}=540 \text{ А}$.

Проверка шины на термическую стойкость производится исходя из условий:

$$q_{\min} \leq q \quad (103)$$

где q_{\min} – минимальное сечение по термической стойкости
 q – выбранное сечение.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m}, \quad (104)$$

где $C_m = 91 \text{ A} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ – для алюминиевых шин, [27].

B_k – тепловой импульс тока КЗ, принимается равным $104.13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ рассчитанного для вводного выключателя.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{104,13 \cdot 10^6}}{91} = 58,6 \text{ мм}^2.$$

Так как $q_{\min} < q$, следовательно, шины термически устойчивы.

Электродинамические силы, возникающие при КЗ, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины – изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает.

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной $l = 1,5 \text{ м}$ [27].

Собственная частота колебаний шины:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (105)$$

где q – поперечное сечение выбранной шины, см^2 ;

J – момент инерции шины, который согласно [27] равен:

$$J = \frac{bh^3}{12}; \quad (106)$$

$$J = \frac{0,5 \cdot 4^3}{12} = 2,67 \text{ см}^4;$$

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{2,67}{2}} = 133,3$$

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^{(3)2}}{a}, \quad (107)$$

где $i_{y0}^{(3)2}$ – ударный ток на шине, А;

a – расстояние между фазами, м [27].

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{1117^2}{0,13} = 95,8 \text{ Н/м} \quad (108)$$

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент:

$$M_{max} = \frac{f \cdot l^2}{10}; \quad (109)$$

где l – длина пролета между опорными изоляторами, м.

$$M_{max} = \frac{95,8 \cdot 1,5^2}{10} = 21,56 \text{ Н/м.}$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$s_{max} = \frac{M}{W}, \quad (110)$$

где W – момент сопротивления шины, который равен:

$$W = \frac{bh^2}{6}; \quad (111)$$

$$W = \frac{0,5 \cdot 4^2}{6} = 1,33; \text{см}^3;$$

$$s_{max} = \frac{21,56}{1,33} = 16,17 \text{ Мпа}.$$

Для выбранной шины $s_{дон} = 85 \text{ МПа}$, [27], следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого значения.

6.6 Выбор опорных изоляторов

При выборе опорных изоляторов для напряжения 10 кВ следует учитывать несколько факторов, включая требования к изоляции, механическую прочность, климатические условия и конструктивные особенности системы. Вот некоторые общие рекомендации для выбора опорных изоляторов:

Требования к изоляции: выбранные изоляторы должны обладать достаточной изоляционной прочностью для работы с напряжением 10 кВ. Это включает в себя проверку номинального напряжения пробоя и диэлектрической прочности изоляторов.

Механическая прочность: Опорные изоляторы должны быть способны выдерживать механические нагрузки, такие как ветровые нагрузки, вибрации и удары. Учтите требования к механической прочности и нагрузочную способность опорных изоляторов при выборе.

Климатические условия: Опорные изоляторы должны быть устойчивы к климатическим условиям, таким как влажность, солнечное излучение, экстремальные температуры и загрязнение. Обратите внимание на

классификацию изоляторов по климатическим условиям (например, по ГОСТ 15150-69) и выберите соответствующие изоляторы.

Конструктивные особенности: конструктивные особенности системы, такие как тип и форма опор, расстояние между опорами и геометрия линии. Выберите опорные изоляторы, которые соответствуют требованиям монтажа и обеспечивают надежное и безопасное крепление.

Надежность и долговечность: Обратите внимание на надежность и долговечность опорных изоляторов.

Обслуживание и эксплуатация: При выборе опорных изоляторов необходимо учесть факторы обслуживания и эксплуатации, такие как возможность очистки от загрязнений, проверка состояния изоляторов и доступность запасных частей.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (112)$$

$$F_{расч} = 0,6 \cdot F_{разр} = F_{дон}, \quad (113)$$

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

Выбираем опорные изоляторы ИОР-10-3,75 УХЛ с минимальной разрушающей силой 3,75 кН [14].

Допустимая нагрузка на изолятор:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н.}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h, \quad (114)$$

где k_h – поправочный коэффициент на высоту шины, при расположении шин плашмя, равный:

$$k_h = \frac{H_{из} + b + \frac{h}{2}}{H_{из}}; \quad (115)$$

$$k_h = \frac{120 + 4 + \frac{40}{2}}{120} = 1,2.$$

$$F_{расч} = 95,8 \cdot 1,5 \cdot 1,2 = 172,46 \text{ Н.}$$

Выбранный изолятор удовлетворяет условию $F_{доп} \geq F_{расч}$ и может быть принят к установке.

6.7 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжения (ОПН) на подстанции 110 кВ представляют собой устройства, которые используются для защиты электрооборудования от повышенных напряжений, возникающих в результате перенапряжений в электрической сети. Они предназначены для отвода и разряда энергии перенапряжений, чтобы предотвратить повреждение оборудования и обеспечить нормальную работу системы.

ОПН обычно имеют следующие особенности и параметры, которые следует учитывать при их выборе на подстанции 110 кВ:

- Номинальное напряжение: ОПН должны иметь номинальное напряжение, соответствующее рабочему напряжению подстанции 110 кВ. Это обеспечивает их правильное функционирование и соответствие рабочим условиям.

- Номинальный ток разряда: Это параметр, который указывает на максимальный ток разряда, способный управлять ОПН. Он должен быть достаточным для эффективного разряда перенапряжений и защиты системы.

- Рабочая частота: ОПН должны быть предназначены для работы при рабочей частоте системы, которая обычно составляет 50 или 60 Гц.

- Энергетическая классификация: ОПН могут иметь различные классификации по энергетической пропускной способности, которая определяет их способность к разряду энергии перенапряжения. Выбор классификации должен соответствовать требуемому уровню защиты и характеристикам системы.

- Прочность изоляции: ОПН должны иметь высокую прочность изоляции для предотвращения пробоев и обеспечения безопасной работы системы.

Произведем выбор ОПН для защиты трансформатора на ПС Соловьевск.

Выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения.

Наибольшее допустимое напряжение ОПН должно быть больше наибольшего рабочего напряжения сети или оборудования.

$$U_{нд} \geq (1,02 - 1,05) \cdot U_{нр} , \quad (116)$$

где $U_{нр} - (1,02 - 1,05)$ – коэффициент, учитывающий гармоники высшего напряжения.

$$U_{нд} \geq (1,02) \cdot 110 = 112,2$$

Выбираем ОПН марки ОПН-П1(2)-110/88/10/2 УХЛ [7].

Выбор класса энергоемкости ОПН.

Практическим критерием оценки энергоемкости ОПН является его способность пропускать нормируемые импульсы тока коммутационного перенапряжения без потери рабочих качеств.

Поглощаемая ограничителем ОПН энергия не должна превосходить энергоемкость ОПН.

$$W_{уд} \cdot U_{нд} \geq W_c , \quad (118)$$

Энергия, поглощаемая ограничителем 110 кВ:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U_{\max} - U_{\text{ост}}}{Z_{\text{в}}} \right) \cdot U_{\text{ост}} \cdot 2T \cdot n, \quad (117)$$

где U_{\max} – величина неограниченных перенапряжений, согласно можно принять равным $3,5U_{\text{ном}}$;

$U_{\text{ост}}$ – остающееся напряжение на ограничителе;

Z – волновое сопротивление линии, для ВЛ 110 кВ $Z=490$ Ом,[7];

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов.

Остающееся напряжение на ограничителе равно:

$$U_{\text{ост}} = \sqrt{2} \cdot U_{\text{нро}} \cdot K_{8/20}, \quad (118)$$

где $K_{8/20}$ – кратность ограничения грозowych импульсов, согласно $K_{8/20}=2,1$ [7].

$$U_{\text{ост}} = \sqrt{2} \cdot 88 \cdot 2,1 = 214 \text{ кВ}$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{L}{V}, \quad (119)$$

где V – скорость распространения волны, м/с;

L – длина линии, км.

$$T = \frac{2}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 1,1 \text{ мкс}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(274 - 214)}{490} \cdot 214 \cdot 2 \cdot 22 \cdot 21,1 \cdot 22 = 115,3 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{НОМ}}} \quad (120)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{115,3}{110} = 1,05 \text{ кДж/кВ}$$

Удельная энергоемкость выбранного ОПН составляет 1,05 кДж/кВ (1 класс по энергоемкости), что удовлетворяет условию по энергоемкости.

Наибольшее рабочее напряжение и энергоемкость ОПН однозначно определяют все прочие характеристики ОПН конкретного производителя. В типовых случаях применения ОПН на проверку прочих характеристик не обязательно.

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П1(2)-110/88/10/ УХЛ 2 [7].

Для защиты трансформатора напряжения 10 кВ принимаем к установке ОПН-П-10/11,5/10 УХЛ1 встраиваемые в ячейку К-63. Характеристики выбранных ОПН представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Характеристики ОПН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ОПН-П1-/110/88/10/УХЛ2		
$U_{\text{нро}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{нс}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{нро}} \geq U_{\text{нс}}$
$I_{\text{вб}}=20 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}}=5,88 \text{ кА}$	$I_{\text{вб}} > 1,2 \cdot I_{\text{кз}}$
$\mathcal{E}^*_{\text{ОПН}}=1,73 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*=0,94 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{\text{ОПН}} > \mathcal{E}^*$
ОПН-П-10/11,5/10 УХЛ1		
$U_{\text{нро}}=12 \text{ кВ}$	$U_{\text{нс}}=11,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{нро}} \geq U_{\text{нс}}$
$I_{\text{вб}}=20 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}}=8,14 \text{ кА}$	$I_{\text{вб}} > 1,2 \cdot I_{\text{кз}}$
$\mathcal{E}^*=2 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*=0,36 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{\text{ОПН}} > \mathcal{E}^*$

7 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ СОЛОВЬЕВСК

7.1 Заземление подстанции Соловьёвск

Заземление подстанции 110 кВ является важным аспектом обеспечения безопасной и надежной работы электроустановки. Заземление выполняется для предотвращения возникновения опасных потенциалов и обеспечения эффективного отвода тока при возникновении неисправностей или коротких замыканий.

Процесс заземления подстанции 110 кВ включает следующие шаги:

Заземляющий электрод: Необходимо определить тип заземляющего электрода, который будет использоваться для заземления подстанции. Обычно применяются электроды, такие как металлические штыри, глубинные заземляющие электроды или пластинчатые электроды. Выбор зависит от условий грунта, стандартов и требований.

Размещение электрода: Электрод должен быть размещен на определенной глубине в земле, чтобы обеспечить надежное заземление. Глубина определяется региональными нормативами и характеристиками грунта.

Заземляющая сеть: Сеть заземления состоит из проводников, соединяющих электроды заземления с основным заземлителем подстанции. Проводники должны быть надежно укреплены и иметь достаточное сечение для обеспечения низкого сопротивления заземления.

Заземлительные контуры: Подстанция 110 кВ может иметь несколько заземлительных контуров, которые обеспечивают разделение заземления различных частей подстанции, таких как трансформаторы, выключатели и трансформаторные подстанции.

Измерение сопротивления заземления: После установки заземляющей системы необходимо провести измерение сопротивления заземления для проверки его соответствия требованиям стандартов и нормативов. Это поможет убедиться в эффективности заземления и выявить возможные проблемы.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года согласно [17] должно быть:

$$R \leq \frac{250}{I},$$

где I – расчетный ток замыкания на землю, А.

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом [31].

Величину емкостного тока для сетей с неизолированными проводами рекомендуется определять следующим образом:

$$I_C = \frac{U_{\text{ном}} \cdot L_{\Sigma}}{350}, \quad (121)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

L – суммарная длина линий, км.

Суммарная длина смежных линий 110 кВ (отходящих от ПС Соловьевск) составляет 49,4 км.

Суммарный емкостный ток сети определяется как сумма описанных выше составляющих для всех гальванически связанных линий сети.

Суммарный емкостный ток в сети 110 кВ равен:

$$I_{C110} = \frac{110 \cdot 49,4}{350} = 15,5 \text{ А.}$$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R \leq \frac{250}{15,5} = 16,1 \text{ Ом.}$$

Так как согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом, то в дальнейших расчетах принимаем, что $R \leq 10$ Ом [17].

Согласно плану ПС Соловьевск, определим площадь S подстанции используемой под заземление:

$$S = (38 + 2 \cdot 1,5) \cdot (55,4 + 2 \cdot 1,5) = 2394,4 \text{ м}^2$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя: $d = 10$ мм, $L_B = 5$ м. Сечение данного прутка составляет $S_{\text{пр.в}} = 78,5 \text{ мм}^2$

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания по формуле:

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot \delta_{\text{ср}} (d_{\text{пр}} + \delta_{\text{ср}}), \quad (122)$$

где $\delta_{\text{ср}}$ – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$\delta_{\text{ср}} = a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^3 + c_k \cdot \ln(T)^3 + d_k, \text{ мм} \quad (123)$$

где T – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

a_k , b_k , c_k , d_k – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$\begin{aligned} \delta_{\text{ср}} &= 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 = \\ &= 0,782 \text{ мм}; \end{aligned}$$

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 0,78(10 + 0,78) = 26,49 \text{ мм}^2.$$

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя подстанции согласно условию:

$$S_{\text{пр.в.}} \geq F_{\text{кор}},$$

$$78,5 \text{ мм}^2 > 26,49 \text{ мм}^2$$

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования, зданий и сооружений подстанции, определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов не должна превышать 6×6 метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона d условно делится на целое число с шагом $a_q = 6$ м.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2; \quad (124)$$

$$L = \left(\frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.}$$

Представим площадь подстанции квадратичной моделью со сторонами a , тогда $a = \sqrt{2394,4} = 48,93$ м.

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1; \quad (125)$$

$$m = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16.$$

принимаем значение – 8 штук.

Длина ячейки $a_m = a / m = 48,93 / 8 = 6,1$ м.

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1); \quad (126)$$

$$L = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м.} \quad (127)$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_B = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q \cdot l_B}{l_B}} = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62, \quad (128)$$

где a_q – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м;

l_B – длина вертикальных электродов, м.

Округляем до ближайшего целого значения $n_B = 34$ шт.

$$n_B = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62.$$

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (129)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта;

A – параметр, зависящий от соотношения l_B / \sqrt{S} , равный 0,05.

$$R_{ст} = 100 \cdot \left(\frac{0,05}{48,93} + \frac{1}{798,13 + 34 \cdot 5} \right) = 0,32 \text{ Ом.}$$

Импульсное сопротивление $R_{и}$ определяется умножением сопротивления при стационарном режиме $R_{ст}$ на импульсный коэффициент $\alpha_{и}$, зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_{и} = R_{ст} \cdot \alpha_{и}, \quad (130)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{мол} + 45)}}, \quad (131)$$

где $I_{мол}$ – ток молнии, принимается равным 60 кА.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 48,93}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,26;$$

$$R_{и} = 0,32 \cdot 1,26 = 0,4 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ [21].

7.2 Защита от прямых ударов молнии

Защита от прямых ударов молнии на подстанции 110 кВ является важной мерой для предотвращения повреждения электрооборудования и обеспечения безопасности персонала. Для этой цели применяются системы молниезащиты, которые включают следующие элементы:

Молниеотводы: это металлические конструкции, установленные на высоких точках подстанции, которые предназначены для привлечения молнии и отвода ее разрядной энергии в землю. Молниеотводы должны быть размещены таким образом, чтобы покрыть все важные части подстанции и создать путь наименьшего сопротивления для разряда молнии.

Заземление молниеотводов: Молниеотводы должны быть надежно заземлены для обеспечения эффективного отвода тока молнии в землю. Заземление молниеотводов должно соответствовать требованиям нормативов и стандартов, чтобы обеспечить низкое сопротивление заземления.

Защитные провода: Защитные провода устанавливаются для подключения молниеотводов к системе заземления и обеспечения низкого сопротивления пути разряда молнии.

Защитные приземления: Для дополнительной защиты от прямых ударов молнии могут использоваться защитные приземления. Это металлические стержни, установленные в земле вблизи важных электрооборудования, таких как трансформаторы или высоковольтные аппараты, и соединенные с системой заземления. Защитные приземления помогают уменьшить напряжение, вызванное прямым ударом молнии, и предотвратить повреждение оборудования.

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Принимаем высоту молниеотвода равной 30 м.

Зона защиты молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{эф} < h$ и радиусом основания r_0 на уровне земли [21].

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h; \quad (132)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м.}$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1; \quad (133)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ м.}$$

Устанавливаем пять молниеотводов на линейных порталах и один отдельностоящий молниеотвод.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr} - h_i}{h_{cr}}, \quad (134)$$

где h_{cr} – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами;

r_{c0} – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

Высота внутренней зоны защиты в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты определяется по формуле:

$$h_{cr} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h). \quad (135)$$

Для молниеотводов 1 и 2 границы внутренней области зоны защиты:

$$h_{cr1} = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \cdot (44,7 - 30) = 28,87 \text{ м.}$$

При расстояниях между молниеотводами $h < L_{m-m} \leq 2h$ половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна: $r_{c0} = r_0$.

$$r_{c12} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr12} - h_{лп}}{h_{cr12}}; \quad (136)$$

$$r_{c12} = 31,2 \cdot \frac{22,87 - 16,5}{22,87} = 8,69 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на уровне линейного портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{лп}}{h_{эф}} \right); \quad (137)$$

$$r_x = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{16,5}{25,5} \right) = 11,01.$$

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

8.1 Общие принципы построения защит

При построении релейных защит применяются определенные общие принципы, которые помогают обеспечить эффективность и надежность системы защиты. Основные из этих принципов:

1. Принцип дискриминации: Реле должны быть настроены таким образом, чтобы обеспечивать точное определение и дискриминацию между различными уровнями ошибок или неисправностей в системе. Это позволяет активировать только соответствующую защиту в случае возникновения проблемы, минимизируя влияние ложных срабатываний и обеспечивая быстрое и точное обнаружение и изоляцию неисправностей.

2. Принцип быстродействия: Реле должны иметь высокую скорость срабатывания для обнаружения и изоляции неисправностей в кратчайшие сроки. Быстрая реакция реле позволяет минимизировать возможные повреждения и сократить время простоя системы.

3. Принцип селективности: Система защиты должна быть спроектирована таким образом, чтобы в случае возникновения неисправности активировалась только минимально необходимая часть системы защиты. Это помогает локализовать и изолировать проблему, минимизируя количество выключенных участков и обеспечивая более надежное электроснабжение в других частях системы.

4. Принцип надежности: Реле должны быть надежными и долговечными, чтобы обеспечить стабильную и непрерывную работу системы защиты. Это включает использование качественного оборудования, регулярное обслуживание и проверки, а также резервирование и дублирование компонентов, если необходимо.

5. Принцип гибкости: Система защиты должна быть гибкой и настраиваемой, чтобы соответствовать конкретным требованиям и

6. особенностям каждой электроустановки. Реле должны иметь возможность настройки параметров, чувствительности и пороговых значений, а также поддерживать различные режимы работы в зависимости от условий эксплуатации.

7. Принцип координации: Система защиты должна быть координированной, чтобы обеспечить последовательность иерархии срабатывания различных релейных защит на разных уровнях системы. Это позволяет достичь оптимальной селективности и минимизировать перекрытия или конфликты между защитными устройствами.

Эти принципы служат основой для реконструкции и настройки релейной защиты и обеспечивают ее эффективное и надежное функционирование в системах электроснабжения.

8.2 Защита силового трансформатора

Так как на ПС 110/35/10 кВ Соловьевск предусмотрена замена трансформаторов на большую мощность, рассмотрим защиты трансформаторов на подстанции.

Защита трансформаторов 110/35/10 кВ на ПС Соловьевск включает в себя ряд мер, направленных на обеспечение безопасности и надежности работы трансформатора. Основные аспекты защиты трансформатора:

1. Защита от перегрузки: Устанавливаются реле перегрузки, которые мониторят токи в обмотках трансформатора. Если ток превышает допустимые пределы, реле перегрузки срабатывает и выключает трансформатор, чтобы предотвратить его повреждение.

2. Защита от короткого замыкания: Для обнаружения короткого замыкания в обмотках трансформатора используются реле короткого замыкания. Эти реле мониторят токи и напряжения и могут быстро отключить трансформатор в случае обнаружения короткого замыкания, чтобы предотвратить повреждение и защитить систему электроснабжения.

3. Защита от замыкания на землю: Для обнаружения замыкания на

землю в обмотках трансформатора используется реле замыкания на землю. Это реле мониторит токи заземления и может отключить трансформатор, если обнаружено замыкание на землю, чтобы предотвратить возможные аварийные ситуации и защитить персонал и оборудование.

4. Защита от перенапряжений: Устанавливаются предохранители или газоразрядные трубки, которые защищают трансформатор от повреждений, вызванных высокими перенапряжениями. Эти устройства быстро срабатывают и отключают трансформатор, если напряжение превышает допустимые пределы.

5. Защита от недопустимых температур: Устанавливаются термические реле, которые мониторят температуру трансформатора. Если температура превышает предельные значения, термическое реле срабатывает и отключает трансформатор, чтобы предотвратить его перегрев и возможные повреждения.

6. Защита от снижения уровня масла: Датчики уровня масла мониторят уровень масла в трансформаторе. Если уровень масла снижается ниже допустимого предела, срабатывает защитное устройство, которое может отключить трансформатор для предотвращения его повреждения.

7. Дифференциальная защита: Используется реле дифференциальной защиты для обнаружения разности токов между обмотками трансформатора. Это позволяет обнаруживать несимметричные или земляные токи, связанные с неисправностями в трансформаторе, и срабатывать защиту для его отключения.

Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-Т3».

Микропроцессорная защита "Сириус-Т3" (также известная как "Сириус-Три") является современной системой релейной защиты, разработанной компанией "НПП ЭЛТА". Она предназначена для применения в электроэнергетических системах различных уровней напряжения, включая подстанции и распределительные сети.

Особенности и возможности микропроцессорной защиты "Сириус-ТЗ" включают:

1. Многофункциональность: Защита "Сириус-ТЗ" обеспечивает широкий спектр функций, включая защиту от короткого замыкания, перегрузки, дифференциальной защиты, защиту от недопустимого напряжения, тепловую защиту и другие функции, в зависимости от конфигурации и требований системы.

2. Гибкость настройки: Защита может быть настроена и адаптирована под конкретные требования каждой электроустановки. Различные параметры, пороговые значения, временные задержки и логические условия могут быть настроены с использованием программного обеспечения, позволяя достичь оптимальной работы системы защиты.

3. Высокая скорость срабатывания: Защита "Сириус-ТЗ" обладает высокой скоростью срабатывания, что позволяет обнаруживать и изолировать неисправности в системе электроснабжения в кратчайшие сроки. Это способствует минимизации повреждений и сокращению времени простоя системы.

4. Мониторинг и диагностика: "Сириус-ТЗ" обеспечивает возможности мониторинга и диагностики системы электроснабжения. Она может собирать данные о токе, напряжении, мощности и других параметрах, а также предоставлять информацию о состоянии и работе системы.

5. Коммуникационные возможности: Защита "Сириус-ТЗ" поддерживает различные протоколы связи, такие как IEC 61850, Modbus и DNP3, что обеспечивает возможность интеграции с другими системами автоматизации и диспетчерскими системами.

Микропроцессорная защита "Сириус-ТЗ" является современным и эффективным решением для защиты электроэнергетических систем. Она обеспечивает надежную защиту и контроль системы электроснабжения, а также

может быть интегрирована в цифровые сети и системы управления для повышения эффективности и надежности работы электроустановок.

8.3 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.Н}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.Н}}}, \quad (138)$$

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

$U_{\text{ном.Н}}$ – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформаторов на ПС Соловьевск равны:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131 \text{ A};$$

$$I_{\text{ном.СН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 412 \text{ A};$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1375 \text{ A}.$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{\text{ном.втор.Н}} = \frac{I_{\text{ном.Н}} \cdot I_{\text{н.ТТ.В}}}{I_{\text{н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{ном.Н}}}{K_{\text{ТР.ТТ.Н}}}, \quad (139)$$

где $K_{\text{ТР.ТТ.Н}} = I_{\text{н.ТТ.П}} / I_{\text{н.ТТ.В}}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N;

$I_{\text{н.ТТ.П}}$, $I_{\text{н.ТТ.В}}$ – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{ТР.ТТ.ВН}} = 150 / 5 = 30; \quad (140)$$

$$K_{\text{ТР.ТТ.СН}} = 600 / 5 = 120;$$

$$K_{\text{ТР.ТТ.НН}} = 1500 / 5 = 300;$$

При выборе рабочего ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть менее пяти и более 0,5.

$$0,5 \leq K_{\text{ТР.ТТН}} \leq 5;$$

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{131}{30} = 4,4 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.СН}} = \frac{412}{120} = 3,4 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{1375}{300} = 4,5 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А.}$$

8.4 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах. Должно быть обеспечено несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ))

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Отстройка от броска тока намагничивания обеспечивается с помощью

торможения от блокировки по второй гармонике и блокировки по форме тока.

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 изображена на рисунке 11. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к базисному току стороны ВН.

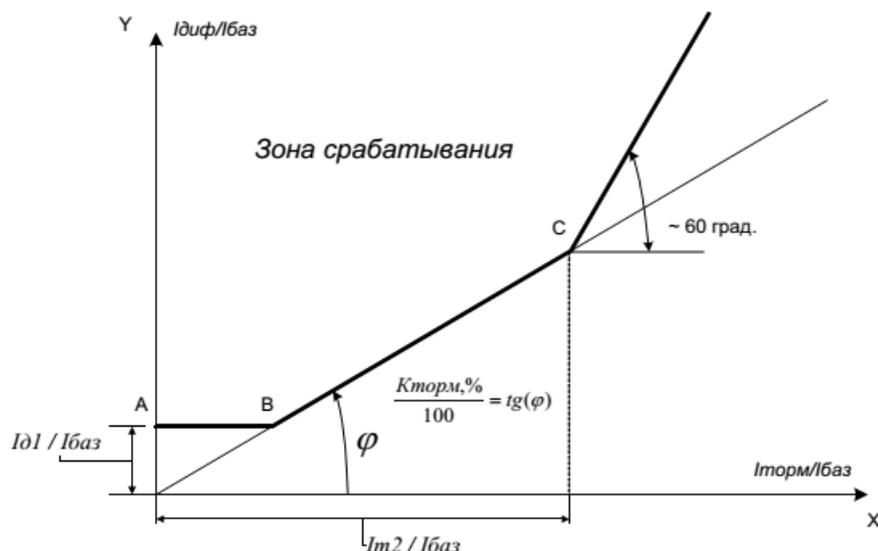


Рисунок 11 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

Тормозная характеристика определяется уставками:

$I_{д1}/I_{ном.ВН}$ – минимальный дифференциальный ток (отнесенный к $I_{баз}$) срабатывания;

$K_{торм}, \%$ – коэффициент торможения второго участка характеристики;

$I_{т2}/I_{ном.ВН}$ – точка второго излома характеристики.

В качестве базисного тока в устройстве принято значение уставки $I_{ном.ВН}$.

Характеристика имеет три участка:

Участок 1 (отрезок А- В): точка В (точка первого излома характеристики) получается как пересечение уставки ДЗТ-2 – $I_{д1}/I_{ном.ВН}$ с прямой, проходящей через начало координат и точку С. На данном участке дифференциальный ток, необходимый для отключения, постоянный.

Участок 2 (между точками В и С): точка С определяется двумя уставками

наклоном прямой ДЗТ-2 – $K_{\text{торм}}$, % и ДЗТ-2 – $I_{T2}/I_{\text{ном.ВН}}$.

Участок 3 (правее точки С): начало лежит в точке С, наклон участка постоянен и равен 60 градусам.

Значение $I_{\text{дл}}/I_{\text{ном.ВН}}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}, \quad (141)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,2.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} + I'''_{\text{нб.расч}}, \quad (142)$$

$$I'_{\text{нб.расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (143)$$

$$I''_{\text{нб.расч}} = \Delta U \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (144)$$

$$I'''_{\text{нб.расч}} = f_{\text{выр}} \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (145)$$

где $I'_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока;

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно /4/;

$k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,05;

$I_{\text{нб.расч}}'''$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

ΔU – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I_{\text{нб.расч}}'''$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{\text{выр}}$ – погрешность выравнивания токов плеч терминале защиты, принимается равным 0,03;

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 6,78 = 0,377 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания равен:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,2 \cdot 0,377 = 0,452 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения $K_{\text{торм}}$ должен обеспечивать несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики. Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АПВ питающих линий.

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1 - 0,5 \cdot 0,49 = 0,76. \quad (146)$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т.}}; \quad (147)$$

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,377 / 0,76 = 77\%.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{\text{T2}}/I_{\text{баз}}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных

режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_T/I_{баз}=1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_T/I_{баз}=1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную $I_{T2}/I_{баз} = 1,5 - 2$.

8.5 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) служит для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты.

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{дто} \geq 6;$$

$$I_{дто} \geq k_{отс} \cdot I_{нб,расч*},$$

где $k_{отс}=1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{нб,расч*}$ – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете $I_{нб,расч*}$ коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным 3÷4. Величина $I_{расч*}$ принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 6,78 = 4,8 \text{ о.е.};$$

$$I_{\text{дто}} = 1,25 \cdot 4,8 = 6 \text{ о.е.};$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 6 \text{ о.е.}$

8.6 Выбор уставок максимальной токовой защиты

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{зап}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (148)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2 [15];

$K_{\text{зап}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. Согласно [30] для городских сетей общего назначения: $K_{\text{зап}}=2,5$;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{\text{раб,макс}}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки без пуска по напряжению и без органа направления мощности.

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 125 = 417 \text{ А.}$$

Ток срабатывания на стороне СН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 148 = 493 \text{ А.}$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 912 = 3040 \text{ А.}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение этого тока, по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ,МИН}}}{I_{\text{уст}}}, \quad (149)$$

где $I_{\text{КЗ,МИН}}$ – минимальное значение тока в месте установки защиты, при расчетном виде КЗ;

$I_{\text{уст}}$ – принятое значение тока срабатывания.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ, установленной на стороне НН трансформатора, и не менее 1,2 для МТЗ, установленной на стороне ВН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{6,78 \cdot 10^3}{1375} = 4,93 > 1,2;$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{2,63 \cdot 10^3}{412} = 6,38 > 1,5.$$

Выбор и результаты релейной защиты приведены на 6 листе графической части выпускной квалификационной работы.

8.7 Микропроцессорная защита «Сириус-ТЗ»

Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-ТЗ», предназначено для выполнения функций основной защиты трехобмоточного трансформатора с высшим напряжением 6-220 кВ.

Также возможно использование в качестве дифференциальной защиты сдвоенного реактора, мощного синхронного двигателя или в качестве продольной дифференциальной защиты ошиновки с тремя присоединениями. Содержит подменную МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН с внешним комбинированным пуском напряжения.

Устройство имеет специальное исполнение «И5», обеспечивающее наиболее полный функционал при построении «цифровых подстанций» и развертывании «Smart Grid».

Функции защиты, выполняемые устройством:

- Двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания).
- Цифровое выравнивание величины и фазы токов плечей дифференциальной защиты.
- Автоматическая компенсация токов небаланса в дифференциальной цепи, вносимых работой РПН.
- Контроль небаланса в плечах дифференциальной токовой защиты с действием на сигнализацию.
- Входы отключения от газовой защиты трансформатора и РПН с возможностью перевода действия на сигнал с помощью оперативной кнопки управления на лицевой панели, либо с помощью дискретного входа.
- Ненаправленная двухступенчатая МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от сторон низшего и среднего напряжения (по дискретным входам, объединенным по условию «ИЛИ»). Имеется возможность блокировки МТЗ ВН по содержанию второй

гармоники для отстройки от бросков тока намагничивания.

- Внутренняя цифровая сборка токовых цепей ВН в треугольник и возможность использования полученных токов для реализации ступеней МТЗ ВН.
- Одна ступень ненаправленной МТЗ средней стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны среднего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле и на общие реле отключения с разными временами. Имеется возможность блокировки МТЗ СН по содержанию второй гармоники, для отстройки от бросков тока намагничивания при подаче напряжения со стороны СН.
- Одна ступень ненаправленной МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле и на общие реле отключения с разными временами. Имеется возможность блокировки МТЗ НН по содержанию второй гармоники, для отстройки от бросков тока намагничивания при подаче напряжения со стороны НН.
- Защита от перегрузки с действием на сигнализацию.
Устройство обеспечивает следующие эксплуатационные возможности:
 - выполнение функций защит, автоматики и управления, определенных ПУЭ и ПТЭ;
 - задание внутренней конфигурации (ввод/вывод защит и автоматики, выбор защитных характеристик и т.д.);
 - ввод и хранение уставок защит и автоматики;
 - передачу параметров аварии, ввод и изменение уставок по линии связи;
 - непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику) в течение всего времени работы;
 - блокировку всех выходов при неисправности устройства для исключения ложных срабатываний;

- получение дискретных сигналов управления и блокировок, выдачу
- команд управления, аварийной и предупредительной сигнализации;
- гальваническую развязку всех входов и выходов, включая питание, для обеспечения высокой помехозащищенности;
- высокое сопротивление и прочность изоляции входов и выходов относительно корпуса и между собой для повышения устойчивости устройства к перенапряжениям, возникающим во вторичных цепях присоединения.

Устройство не срабатывает ложно и не повреждается:

- при снятии и подаче оперативного тока, а также при перерывах питания любой длительности с последующим восстановлением;
- при подаче напряжения оперативного постоянного тока обратной полярности;
- при замыкании на землю цепей оперативного тока.

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

9.1 Безопасность

В связи с реконструкцией на подстанции Соловьевск предъявляются жесткие требования к безопасности и экологичности. Существует большая нормативная база, прописывающая последовательность действий рабочего персонала на энергетических предприятиях, нормирующая различные показатели условий труда, а также располагающая рядом методов и расчетов по определению различных параметров трудовой сферы. Все эти меры и действия направлены, прежде всего, на то, чтобы не допустить или снизить негативное влияния различных вредных и ядовитых веществ на организм человека, а также предотвратить летальные исходы.

9.1.1 Общая характеристика опасных и вредных производственных факторов

АО «Прииск Соловьёвский» ставит приоритетные задачи об обеспечении безопасных условий труда и культуре производства, при этом ведется жесткий контроль за их исполнением. Для претворения этих планов принимаются меры по техническому перевооружению предприятий, внедрению новых технологий на отдельных участках предприятий, разрабатываются новые нормативные документы, обеспечивающие условия охраны труда и безопасной эксплуатации оборудования, ведется постоянная учеба персонала, проводится проверка знаний нормативных документов и другие мероприятия.

Таблица 35 - Краткая характеристика и анализ опасных и вредных производственных факторов [8]

Опасные и вредные факторы	Источники, места и причины возникновения	Нормированные показатели и их значение	Коллектив. средства защиты	Индивид. средства защиты
1. Вращающиеся механизмы	насосы	СНиП 12.03-01 Безопасность труда в строительстве	Оградительные устройства	Спецодежда, каска
2.Оборудование, под повышенным давлением	подогреватели, котлы, трубопроводы, деаэратор	СНиП 12.03-01 Безопасность труда в строительстве	Оградительные устройств	Спецодежда, противогаз
3.Высокая температура	подогреватели, котлы, трубопроводы, деаэратор	Котлы паровые стационарные большой мощности. Общие технические требования ГОСТ 28679-90.	Теплоизоляция подогревателя	Спецодежда, противогаз
4. Электрический ток, 220кВ, 35кВ, 6кВ, 0,4кВ	Электрооборудование	ГОСТ 12.1.030-81(1999) ГОСТ 12.1.019-79(1999)	Диэлектр. боты, коврики, перчатки, ножницы	Диэлектр.боты, коврики, перчатки, ножницы
5.Шум, механический и аэродинамический, постоянный, широкополосный	Вращающиеся механизмы	ГОСТ 31301-2005 (ИСО 15664:2001) Шум. Планирование мероприятий по управлению шумом установок и производств, работающих под открытым небом	Звукоизоляция трубопроводов	противошум. наушники
6. Вибрация	Вращающиеся механизмы	СанПин 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»	Виброизоляция трубопроводов	виброзащит. рукавицы и виброзащит. обувь

В АО «Прииск Соловьёвский» имеются подогреватели, сосуды, работающие под давлением и при высоких температурах. Имеется большое количество вращающихся механизмов (насосы, вентиляторы). Все это ведет к повышению требований по обеспечению безопасной работы обслуживающего персонала. Одной из наиболее эффективных мер обеспечения безопасности работы является автоматизация и применение дистанционного управления производственными процессами. Большое значение имеет знание и выполнение правил ТБ обслуживающим персоналом. Поэтому при поступлении на работу все работники АО «Прииск Соловьёвский» проходят обязательный инструктаж по ТБ со сдачей экзаменов.

9.2 Производственная санитария

Для уменьшения или исключения действия этих факторов необходимо постоянно принимать меры по исключению их воздействия на человека.

Микроклиматические условия труда.

Источником выделения тепла является все технологическое оборудование, температура теплоносителя в котором достигает 130°C. Тепловому излучению и контакту с нагретыми поверхностями оборудования подвергается персонал, проводящий обслуживание и ремонт оборудования. Температура воздуха в теплое время в помещениях достигает (30-45°) С.

Показателями, характеризующими микроклимат являются:

- температура окружающего воздуха;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового излучения.

В помещениях длительного нахождения персонала, кроме машзала, и связанных с нервно-эмоциональной нагрузкой согласно СанПин 1.2.3685-21 должны поддерживаться параметры: температура воздуха (22-24°) С, относительная влажность воздуха 40-60%, скорость движения воздуха 0,1 м/с. Для достижения этих параметров используются системы отопления,

кондиционирования, вентиляции и увлажнения воздуха. В машинном зале нормальный температурный режим обеспечивает система вентиляции, а при длительном нахождении (проведение ремонтных работ) – воздушно-душирующие установки.

Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны.

В связи с тем, что для производства тепла используется только электрический ток, выделения вредных газов отсутствуют. Наличие пыли в воздухе обусловлено естественным пылеобразованием и попадание уличной пыли через систему вентиляции. Борьба с запылением ведется при помощи постоянной уборки помещений и установкой фильтров на установках приточной вентиляции и их периодической заменой и очисткой.

Вентиляция производственных помещений.

В связи с наличием постоянных источников мощного теплового излучения и повышенной температурой в помещениях ЭК вентиляция, кроме машинного зала осуществляется смешанной вентиляцией. Аэрация осуществляется благодаря разнице температуры на улице и в помещениях (тепловой напор), а механическая – при помощи системы кондиционирования воздуха, поскольку аэрация не обеспечивает снижение температуры до нужных величин. В машзале используется механическая общеобменная вентиляция. Механическая вентиляция реализуется системой приточно-вытяжной вентиляции. На крыше машзала устроена система вытяжных вентиляторов, а по ЭК на отметке 1,05 м система приточных и вытяжных вентиляторов. В качестве дополнительной может использоваться аэрация, реализуемая открытия окон и ворот машзала.

Шум, вибрация.

Основным источником шума и вибрации являются вращающиеся механизмы (насосы, вентиляторы и электроприводы). Для борьбы с производственным шумом и вибрацией в предусматривается:

- агрегаты и механизмы устанавливаются на самостоятельные фундаменты, виброизолированные от котла и элементов здания;

- в местах наибольших вибраций размещается демпфирующий материал - резина, войлок;

- патрубки на нагнетании и вентиляторов оборудованы глушителями шума;

- применение противошумных защитных средств.

Обслуживающий персонал управляет оборудованием с центрального пульта управления, который находится в отдельном помещении. Конструкция строительной части предусматривает пыле- и звукопроницаемость помещения. ЦПУ не должна граничить с помещениями, в которых уровень шума и вибрации больше нормированного значения. Уровень шума не больше 50 дБ(А) . Звукоизоляция ограждающих конструкций помещений с ПЭВМ должна отвечать требованиям. Снизить уровень шума в помещениях с ПЭВМ можно использованием звукопоглощающих материалов с максимальным коэффициентом звукопоглощения в области частот

(63-8000) Гц для отделки помещений, подтвержденных специальными акустическими расчетами.

9.3 Техника безопасности

Техника безопасности на АО «Прииск Соловьёвский» должна соответствовать следующим нормативно-техническим документам системы безопасности труда: СТП –1504-01-08 «Порядок разработки инструкций по охране труда», СО 34.03.201-97 ПТБ при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, электроустановок, СО 34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий, коллективный договор и др. Знание правил техники безопасности обязательно для рабочих всех разрядов и групп квалификации, а также их непосредственных руководителей.

9.4 Экологичность

Настоящая часть проекта выполнена с целью определения возможных нарушений природной среды в результате проведения монтажных работ при реконструкции АО «Прииск Соловьёвский», последствий осуществления

проекта, обоснования экологической безопасности предлагаемых технических решений и достаточности соответствующих природоохранных мероприятий.

Данный раздел имеет цель:

- выявить все источники вредного воздействия проектируемого объекта на окружающую среду при реконструкции;
- сформировать мероприятия, направленные на исключение или максимальное снижение отрицательного воздействия объекта на окружающую среду и дать оценку их экономической эффективности.

9.4.1 Нормативно-правовая база

Раздел «Охрана окружающей природной среды» рабочего проекта по реконструкции АО «Прииск Соловьёвский» выполнен в соответствии с основными законодательными актами и нормативными документами, регламентирующими требования в области охраны природы и рационального использования природных ресурсов. Перечень основных законодательных актов:

- Закон РФ "Об охране атмосферного воздуха" от 02.04.99г;
- Закон РФ "Об отходах производства и потребления" от 24.06.98г;
- Закон РФ "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" от 30.03.99г;
- Закон РФ "Об охране окружающей среды" от 10.01.02г.

9.4.2 Краткое описание методов производства монтажных работ.

Работы по реконструкции ведутся на территории с. Соловьёвск. Реконструкция проводится в летний период. Решения по организации реконструкции приведены в разделе проекта организации работ.

Реконструкция ведется в стеснённых условиях, вблизи работающего оборудование на высоте как до, так и более 2 х метров от уровня земли. Складирование оборудования и материалов предусматривается непосредственно на площадке под временным навесом, в заводской упаковке или во временных бытовках.

Исходя из условий осуществления строительства и принятых транспортных схем доставки оборудования и материалов реконструкция будет происходить следующими этапами:

- доставка оборудования и материалов к месту монтажа;
- монтаж временных строительных конструкций и освещения;
- демонтаж существующего оборудования;
- замена реконструируемого оборудования;
- антикоррозийная обработка и окраска металлических конструкции;
- демонтаж временных строительных конструкций;
- уборка монтажной площадки, вывоз мусора.

9.4.3 Шум от трансформаторов

Трансформатор является источником постоянного шума механического и аэродинамического происхождения. Механический шум излучается баком трансформатора и в основном зависит от типовой мощности трансформатора. Аэродинамический шум создается дутьевыми устройствами систем охлаждения и в ряде случаев может быть более интенсивным, чем механический шум трансформаторов.

На ПС Соловьевск в ОРУ установлено два трансформатора типа ТДТН 25000/110, для них заданы следующие данные: вид системы охлаждения – трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, с системой регулирования напряжения. Типовая мощность трансформатора – 25 МВА. Класс напряжения - 110 кВ. Тип территории - территории, непосредственно прилегающие к жилым домам.

По [4] определяем допустимый уровень звука: $DV_{LA} = 45 \text{ дБА}$. Данное значение взято для времени суток ($23^{00} - 7^{00}$), как наиболее жесткое требование к допустимому уровню звука.

По [4] в зависимости от типовой мощности, класса напряжения, вида системы охлаждения трансформатора определяем скорректированный уровень звуковой мощности одного трансформатора: $L_{PA} = 89 \text{ дБА}$.

С учетом того, что трансформаторов два, суммарный скорректированный уровень звуковой мощности [4]:

$$L_{\Sigma WA} = 10 \lg \sum_{i=1}^3 10^{0,1 \cdot 89} = 92 \text{ дБ}; \quad (150)$$

Определим минимальное расстояние до соответствующей территории, которое выражается из формулы:

$$L_{\Sigma WA} = DY_{LA} + 10 \cdot \lg \left(\frac{S}{S_0} \right), \quad (151)$$

где $S_0 = 1 \text{ м}^2$.

$$S = 2 \cdot n \cdot (R_{min})^2. \quad (152)$$

Отсюда [10]:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{\Sigma WA} - DY_{LA}}{10}}}{2 \cdot \pi}}, \quad (153)$$

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{92-45}{10}}}{6,28}} = 89 \text{ м.}$$

Минимальное расстояние от ПС Соловьевск до границы посёлка составляет 89 м, а ПС находится на расстоянии 280 м от посёлка. Следовательно, защита жилых застроек от шума выполняется расстоянием. Дополнительных мер по защите от шума не требуется.

9.5 Чрезвычайные ситуации

9.5.1 Возможные чрезвычайные ситуации на ПС Соловьевск

Все случаи нарушений нормальных режимов работы подстанций (автоматические отключения оборудования при КЗ, ошибочные действия персонала) рассматриваются как аварии или отказы в работе в зависимости от

их характера, степени повреждения оборудования и тех последствий к которым они привели.

Наличие большого количества источников зажигания, которые возникают в результате перегрузок, коротких замыканий, образования больших местных переходных сопротивлений, электрических искр и дуг, а также горючих материалов (масла различных марок, изоляция электрических кабелей и др.) обуславливают высокую пожарную опасность электроустановок. Растекание горящих масел по площади создает опасность перехода огня на другие электроустановки.

Наибольшее число пожаров имеет свободное развитие из-за несвоевременного отключения электроустановок, а также из-за расположения в непосредственной близости от этих установок другого оборудования под напряжением. Снятие напряжения с электроустановок является сложным организационным процессом и требует определенного времени, что приводит к увеличению материального ущерба и осложнению обстановки на пожаре.

Сложность обстановки на таких пожарах и наличие большого количества электрооборудования высокого напряжения существенно затрудняют действия пожарных подразделений и добровольных формирований при локализации и ликвидации пожаров на энергообъектах. Поэтому необходимо применение таких способов подачи огнетушащих веществ и средств для их реализации, которые обеспечили бы безопасную и одновременно эффективную ликвидацию горения электроустановок под напряжением [2].

9.5.2 Обеспечение пожарной безопасности на ПС Соловьевск

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия.

Согласно Правилам пожарной безопасности для энергетических предприятий пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, должны иметься на тропях обхода территории ОРУ.

В соответствии с требованиями ПТЭ:

Запрещается производить перепланировку помещений без предварительной разработки проекта, а при отступлении его от строительных норм и правил - без согласования с местными надзорными органами.

Курение разрешается только в специальных и оборудованных местах, у которых должны быть вывешены знаки безопасности по действующему государственному стандарту.

При пересечении коммуникациями и кабелями перегородок (перекрытий) все места проходов необходимо на всю толщину уплотнить негорючими материалами, а при необходимости специальными сальниковыми уплотнениями.

Пожарная опасность электрооборудования установленного на подстанции связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности приводов выключателей и др. аппаратов.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться «Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций».

К первичным средствам пожаротушения относятся [5]:

- огнетушители порошковые;
- огнетушители углекислотные;
- пожарные краны;
- песок;
- пожарный щит.

Порядок тушения пожара:

- 1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом

в пожарную охрану и старшему по смене подстанции, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств

пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

В соответствии с [25], для пожаротушения трансформаторов 25 МВ·А, тушение пожаров на энергообъектах может проводиться на отключенном электрооборудовании и на электроустановках, находящихся под напряжением, используют воду в виде компактных струй из стволов РС-50 ($d_{сн} = 13$ мм) и распыленных из стволов с насадками НРТ-5, а также негорючие газы, порошковые составы и комбинированные составы (углекислота с хладоном или распыленная вода с порошком).

Минимальные безопасные расстояния от насадок стволов до электроустановок под напряжением приведены в таблице 36 [26].

Таблица 36 – Безопасное расстояние до горящих электроустановок, находящихся под напряжением

Применяемое огнетушащее вещество	до 1кВ	от 1 до 10 кВ	от 10 до 35 кВ	от 35 до 110 кВ	от 110 до 220 кВ вкл.
Вода (распыленные струи), подаваемая из стволов, снабженных насадками турбинного типа НРТ; огнетушащие порошковые составы (всех типов); одновременная подача воды и порошка	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС- 50 с расходом 3,6 л/с	4,0	6,0	8,0	10,0	Не допускается

Данные расстояния приняты из условия прохождения через ствольщика тока силой до 0,5 мА, который не является опасным для человека.

Кроме этого, с целью ограничения пожара в случае загорания

трансформатора под ним оборудуется маслоприемник, не допускающий распространения пожара.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные - бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе проведена реконструкция электроснабжение системы внешнего электроснабжения АО «Прииск Соловьёвский» Амурской области.

Для достижение поставленной цели были решены следующие задачи:

- дана характеристика АО «Прииск Соловьёвский»;
- рассчитаны нагрузки АО «Прииск Соловьёвский»;
- разработаны четыре варианта схемы внешнего электроснабжения АО «Прииск Соловьёвский»
- выбран оптимальный вариант и схема подключения к электрической сети АО «Прииск Соловьёвский»;
- выполнена реконструкция ПС Соловьёвск;
- произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики.
- произведен расчет молниезащиты ПС Соловьёвск с расстановкой молниеотводов;
- произведен выбор защит на ПС Соловьёвск;
- рассмотрены вопросы по безопасности выполняемых работ при реконструкции ПС Соловьёвск и АО «Прииск Соловьёвский».

Таким образом, разработан вариант электрической сети обеспечивающий эффективное и надежное электроснабжения потребителя – АО «Прииск Соловьёвский».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Балаков Ю.Н. Проектирование схем электроустановок / Ю. Н. Балаков, М.Ш. Мисриханов.– М.: Выш. шк., 2004.–186с.
- 2 ГОСТ 12.1.019-79* ССБТ «Электробезопасность»
- 3 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.
- 4 ГОСТ 12.2.024 – 87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. – Взамен ГОСТ 12.2.024—76; Введ. 01.01.89 – М.: Изд-во стандартов, 1990.
- 5 ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
- 6 Гловацкий В.Г. Современные средства релейной защиты и автоматики энергосетей: [Электронный ресурс]/ В.Г. Гловацкий, И.В. Понамарев. –М. 2006 г.
- 7 Дмитриев М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ. М.В. Дмитриев. – СПб.: 2007. –57 с.
- 8 Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках 153-34.03.603-2003.
- 9 Кабышев А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения. Справочные материалы по электрооборудованию: Учебное пособие/ А.В. Кабышев, С.Г. Обухов – Томск: Том.политех.ун-т, 2010. – 168 с.
- 10 Киреева Э.А., Орлов В.В, Старкова Л.Е. «Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий». Москва НТФ «энергетик », 2011 -368 с.
- 11 Наумов И.В. « Электроснабжение» [Электронный ресурс] : учеб. пособие / И. В. Наумов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 381 с.

- 12 Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ. Т.2. Москва, 2003.- 398с.
- 13 Мясоедов Ю. В. «Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения с распределенной генерацией» [Текст] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 117 с.
- 14 Мясоедов. Ю.В., Савина Н. В., Ротачева А.Г., «Электрическая часть станций и подстанций». Благовещенск 2013.- 106 с.
- 15 Микропроцессорные устройства релейной защиты Seram [Электронный ресурс]: Режим доступа:
- 16 Савина Н.В. «Электроснабжение промышленных предприятий » [Электронный ресурс]: метод. указания к курс. проектированию / Н. В. Савина. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 81 с.
- 17 Савина. Н.В., Проценко. П.П., «Техника высоких напряжений». Благовещенск 2015.- 105 с.
- 18 СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве
- 19 Повзик Я. С. Пожарная тактика. – М.: ЗАО «СПЕЦТЕХНИКА», 2004. - 416 с.
- 20 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. М.: НЦ ЭНАС., 2013.
- 21 Правила устройства электроустановок. Распределительные устройства и подстанции. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.
- 22 Приказ Минпромэнерго РФ от 23.06.2015 № 380. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии.

23 Приказ ФСТ России № 1747/17 от 19.12.2020 г. Об утверждении предельных уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии по субъектам Российской Федерации на 2021 год

24 Проект «Схема и программы развития электроэнергетики Амурской области за период 2022-2026 годов»

25 Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД-153.-34.0-03.301-00. – МЗАО «Энергетические технологии», 2000.- 116 с.

26 Руководящий документ «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок». М.: НЦ ЭНАС., 2013

27 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005 .– 448с.

28 СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве.

29 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012.– 320с.

30 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2003. –4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр., ил.

31 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭВ.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.

32 [Электронный ресурс].URL: [http:// www.2gis.com](http://www.2gis.com) / (дата обращения 10.06.2023).

33 [Электронный ресурс].URL: [http://gismeteo.ru>weather-tynda-4758/](http://gismeteo.ru/weather-tynda-4758/)(дата обращения 10.06.2023).

34 Отчет по преддипломной практике.